L'avenir en puissance

Rapport annuel

2001-2002

Énergie NB Power

le 28 juin 2002

À Son Honneur
L'honorable Marilyn Trenholme Counsell, M.D.
Lieutenante-gouverneure du Nouveau-Brunswick

Votre Honneur,

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous présenter, conformément à la *Loi sur l'énergie électrique* telle que modifiée, chapitre E-5 des Lois révisées du Nouveau-Brunswick de 1973, le rapport suivant pour l'exercice terminé le 31 mars 2002.

Veuillez agréer, Votre Honneur,
l'expression de mes sentiments respectueux.

Le président du conseil d'administration,

Dan Skaling

FAITS SAILLANTS

Rendement financier	2001 2002	2000 2001	1999 2000
en millions de dollars			
Bénéfice (perte) avant le redressement des opérations de change	4 $	(12) $	17 $
Bénéfice net (perte) après le redressement des opérations de change	20 $	(78) $	66 $
Encaisse d'exploitation	234 $	214 $	237 $
Libres mouvements de trésorerie	64 $	114 $	197 $
Réduction de la dette nette	41 $	23 $	234 $

Ratios et pourcentages financiers			
Marge d'exploitation	22 %	21 %	28 %
Variation d'encaisse d'exploitation / Dépenses d'investissement	1,67x	1,81x	2,49x
Dette / Capital	108 %	106 %	103 %
Couverture de l'intérêt	1,08x	0,69x	1,23x

Bénéfice net avant virement, radiation et opérations de change
(en millions de dollars)

Encaisse d'exploitation
(en millions de dollars)

Réduction de la dette nette
(en millions de dollars)

Même à l'âge de quatre ans, Sarah Danks sait déjà qu'elle peut dépendre d'Énergie NB, parce que sa mère travaille à Coleson Cove, et elle a de l'énergie tous les jours.

Table des matières

Message du président du conseil d'administration — 1

Message du président et chef de la direction — 2

Haute direction — 4

Profil de l'entreprise — 5

Revue des activités :

- Développement des affaires — 6
- Production — 8
- Nucléaire — 10
- Transport — 12
- Services à la clientèle — 14
- Services d'entreprise — 16

Revue financière 2001-2002:

- Discussion et analyse de gestion — 20
- Rapport de la direction et des vérificateurs — 32
- États financiers consolidés — 33
- Notes complémentaires — 37
- Aperçu statistique — 47

Régie d'entreprise — 51

Carte du réseau — 54

102-07327/

En perspective

J'ai entrepris mon mandat en tant que président du conseil d'administration avec beaucoup d'enthousiasme. Il s'agit d'une période exaltante à Énergie NB, car nous sommes sur le point de subir une transformation radicale. Notre avenir immédiat est clair – nous devons connaître une évolution au présent pour assurer un avenir en puissance.

Après avoir terminé le processus de consultation publique et d'orientation stratégique qui a été lancé voilà trois ans, le gouvernement du Nouveau-Brunswick entend conserver la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick en tant que Société de la Couronne en procédant à la restructuration de l'entreprise, en recherchant la participation du secteur privé aux projets de développement et en s'assurant que l'entreprise d'électricité fonctionne sur une base commerciale et viable sur le plan financier.

Mettre le cap

Les progrès financiers de la Société jetteront les bases de cette transformation radicale. Énergie NB a réalisé un bénéfice net de 20 millions de dollars en 2001-2002. Durant l'exercice, l'encaisse d'exploitation de 234 millions de dollars a financé les dépenses d'investissement de 140 millions de dollars et réduit la dette nette de 41 millions de dollars. Il s'agit de la sixième année d'affilée où Énergie NB a réduit sa dette. Depuis 1996-1997, l'encaisse d'exploitation a financé la réduction de la dette de 517 millions et les dépenses d'investissement de 555 millions, ce qui totalise 1,07 milliard de dollars.

Il est évident que la dette de la Société a été abaissée considérablement. Cependant le gouvernement provincial craint que les niveaux d'endettement élevés découlant des nouveaux projets de développement risquent d'avoir un effet défavorable sur la cote de crédit provinciale. Le gouvernement provincial a pour objectif de limiter les risques financiers pour les contribuables, tout en maintenant des tarifs d'électricité à des niveaux abordables pour les consommateurs. Les changements dans l'environnement réglementaire et la structure d'exploitation qu'a récemment mis de l'avant le gouvernement provincial donneront suite à ces préoccupations.

Un environnement en évolution

Énergie NB a toujours accueilli l'innovation. Voilà plus d'une génération, elle a réussi à répondre à des demandes inégalées en énergie pendant que le Nouveau-Brunswick développait l'une des économies industrielles à plus forte consommation d'énergie du monde. La Société a joué un rôle de chef de file régional dans le commerce de produits énergétiques, reconnaissant la valeur des interconnexions. Elle a diversifié les sources de combustible afin d'éviter que la clientèle soit exposée à des changements de prix soudains pour toute source. Elle a joué un rôle de chef de file dans la protection de l'environnement.

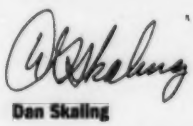
Récemment, le gouvernement provincial a lancé un nouveau défi à Énergie NB – restructurer la Société pour réaliser des gains d'efficience encore plus élevés et une plus grande vigueur financière. Le 1er avril 2003, Énergie NB sera restructurée en un holding comportant des filiales qui devront fonctionner sur une base commerciale. De même, Énergie NB recherchera des investissements dans le secteur privé pour les projets de remise à neuf des centrales de Coleson Cove et de Point Lepreau. Le moment choisi pour la restructuration d'Énergie NB coïncide avec l'instauration d'un régime de concurrence sur le marché de gros et le marché de détail pour les grandes entreprises au Nouveau-Brunswick.

La structure de régie bien établie du conseil d'administration sera essentielle durant l'année à venir. Pour donner une orientation et des perspectives sur les questions de nature commerciale et financière durant la transition, nous avons établi un comité de restructuration financière. Le comité existant des ressources humaines surveillera les questions d'ordre organisationnel et juridique. Avec l'équipe chargée du projet de restructuration à la haute direction, nous ferons en sorte que chaque palier de la Société cherche à assurer une transition sans heurts au sein d'Énergie NB et sans interruption pour notre clientèle.

Je tiens à reconnaître la contribution qu'a apportée le président sortant Max Lewis à Énergie NB. À la tête du conseil d'administration au cours des trois dernières années, il a positionné Énergie NB de façon à saisir toutes les possibilités découlant de la restructuration.

Énergie NB a donné un bon rendement pour les gens du Nouveau-Brunswick et s'est taillée une solide réputation d'entreprise d'électricité axée sur le service. L'engagement que nous avons pris par le passé est le même pour l'avenir – nous continuerons de fournir une énergie sûre, fiable et abordable à la population du Nouveau-Brunswick.

Le président du conseil d'administration,



Dan Skaling

L'avenir en puissance

Durant les quelques dernières années, Énergie NB a enregistré une amélioration sensible de son efficience et de son rendement financier, jetant des bases solides pour un programme d'investissement visant à remettre à neuf les principaux biens de production et à accroître les possibilités sur le marché d'exportation. En 2001-2002, nous avons atteint des jalons importants dans chacun de ces secteurs, tout en relevant le nouveau défi que présentent des changements clés de l'environnement réglementaire.

- Nous avons réalisé des analyses de rentabilisation pour les projets de remise à neuf des centrales de Coleson Cove et de Point Lepreau et présenté les preuves à l'appui de ces projets à la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick. Après la tenue d'une audience publique, la Commission a recommandé que le projet de Coleson Cove aille de l'avant. Une audience publique a été tenue sur le projet de Point Lepreau, et nous attendons la décision. Les documents de l'évaluation environnementale pour les deux projets seront déposés auprès des organismes de réglementation durant l'exercice 2002-2003.
- Énergie NB a déposé un rapport d'étude complet auprès de l'Office national de l'énergie relativement à la construction d'une deuxième ligne de transport internationale.
- La Société a enregistré un bénéfice net positif de 20 millions de dollars en 2001-2002, car l'augmentation des dépenses d'exploitation a été compensée par les marges réalisées sur les ventes à l'exportation. Une encaisse d'exploitation solide de 234 millions de dollars a financé les dépenses d'investissement de 140 millions de dollars et la réduction de la dette de 41 millions.
- Le rendement d'exploitation et financier de la Société contribue à la fourniture d'électricité fiable et stable à des tarifs jugés parmi les plus bas de la région. Avant une augmentation tarifaire globale de 2,1 % entrée en vigueur le 1er avril 2002, les clients résidentiels n'avaient été frappés d'aucune augmentation de tarif depuis deux ans, tandis que les entreprises et les clients industriels n'avaient subi aucune augmentation depuis plus de trois ans.
- Énergie NB est membre du Comité de conception du marché du Nouveau-Brunswick, qui établira les règles applicables au développement d'un marché concurrentiel de l'électricité. Le comité a transmis son rapport au gouvernement provincial en juin 2002, et fixera des règles du marché détaillées durant l'année.
- Énergie NB appuiera un projet de faisabilité d'énergie éolienne à l'île de Lamèque et lancera plus de projets de surveillance du vent. Énergie NB et le gouvernement du Canada ont conclu une entente de principe concernant l'achat d'énergie verte par les installations du gouvernement fédéral. Pour appuyer le développement, nous entreprendrons des discussions avec d'autres fournisseurs et clients éventuels d'énergie verte.

Environnement réglementaire

Le *Livre blanc – Politique énergétique du Nouveau-Brunswick*, rendu public en janvier 2001, a exposé la transition gérée du secteur de l'électricité à partir de la structure actuelle de monopole vers un environnement concurrentiel. En vertu de la politique, l'implantation de la production indépendante et de la concurrence sur le marché de gros et sur le marché de détail pour les grandes entreprises est prévue le 1er avril 2003. Un Comité de conception du marché a soumis ses recommandations au gouvernement provincial sur la façon d'instaurer un régime de concurrence dans le secteur de l'électricité et de veiller aux intérêts de la clientèle et de l'environnement.

Au début de 2002-2003, le gouvernement provincial a décidé de maintenir la Société Énergie Nouveau-Brunswick en tant que Société de la Couronne et d'entreprendre une restructuration majeure de l'entreprise d'électricité, et de rechercher la participation d'intérêts financiers ou de partenaires dans les projets de développement des affaires. Le 1er avril 2003, Énergie NB sera restructurée en un holding appelé Holding Énergie NB et comptera des filiales – Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB, Transport Énergie NB et Distribution et Services à la clientèle Énergie NB. Transport Énergie NB sera le propriétaire-exploitant du réseau de transport et agira comme exploitant du réseau autonome.

L'évolution d'Énergie NB sous la forme de filiales et d'investissements privés dans les projets de production cadre avec l'approche de plus en plus commerciale au sein de la Société. L'équipe chargée de ces projets sera dirigée par Ken Little, vice-président – Affaires réglementaires. Il travaillera avec les autres membres de la haute direction et les représentants des ministères provinciaux des Finances et des Ressources naturelles et de l'Énergie.

Rendement financier

Énergie NB a réalisé un bénéfice net de 20 millions de dollars en 2001-2002 comparativement à une perte nette de 78 millions de dollars en 2000-2001. Le rendement financier de l'exercice a été influencé par plusieurs facteurs. Les coûts par rapport à l'exercice précédent ont été plus élevés pour les raisons suivantes : une baisse de la production hydroélectrique, des travaux d'entretien ponctuels aux centrales et des investissements dans les systèmes de renseignements commerciaux et les services à la clientèle. L'augmentation des coûts a été atténuée par des marges considérables sur les exportations et une amélioration par rapport à l'exercice précédent du facteur de capacité de la centrale de Point Lepreau.

Au cours des quatre derniers exercices, l'encaisse d'exploitation d'Énergie NB s'est chiffrée en moyenne à 230 millions de dollars et a financé aussi bien les dépenses d'investissement que la réduction de la dette. Cette tendance s'est poursuivie en 2001-2002, l'encaisse d'exploitation de 234 millions de dollars ayant financé les dépenses d'investissement de 140 millions de dollars. La dette nette a été réduite de 41 millions de dollars. Il s'agit de la sixième année d'affilée où Énergie NB a réduit sa dette.

À compter du 1er avril 2001, Énergie NB a adopté la norme modifiée de l'Institut canadien des comptables agréés (ICCA) sur la conversion des éléments libellés en monnaies étrangères. Comme Énergie NB détient une dette de 660 millions en dollars américains, la norme modifiée a relevé le bénéfice net de 16 millions de dollars en 2001-2002 et a réduit les bénéfices non répartis au début de l'exercice de 172 millions de dollars.

Rendement d'exploitation

Les unités commerciales Production et Nucléaire ont continué de mettre l'accent sur la disponibilité et la fiabilité des tranches, facteurs qui contribuent au rendement financier de la Société. Les programmes d'entretien de Production ont fourni une approche perfectionnée de détection rapide des problèmes. Pour améliorer l'efficience de la production, les centrales adopteront un cycle d'arrêt d'entretien prévu de deux ans au lieu de 18 mois. Durant l'exercice 2001-2002, la centrale de Point Lepreau a été exploitée à un facteur de capacité de près de 83 %, le deuxième rendement en importance obtenu en six ans. Dans son rapport semestriel, la Commission canadienne de sûreté nucléaire a reconnu les améliorations de la centrale sur le plan du rendement – cela jette des bases solides pour le processus de renouvellement du permis qui commencera en 2002-2003.

Pour la deuxième année, l'unité de Transport a mené son programme de renouvellement des actifs en vue d'améliorer la fiabilité du réseau. Le programme a compris l'achèvement de la nouvelle ligne de 138 kV ainsi que des améliorations à un poste dans le sud du Nouveau-Brunswick et de nombreux autres travaux d'amélioration relativement à la fiabilité dans la province. L'engagement des Services à la clientèle face à l'amélioration des relations avec la clientèle s'est manifesté par son accent sur la sécurité, la fiabilité et la satisfaction. En 2001-2002, le rendement relativement à la fiabilité a dépassé, chaque mois, sauf un, la moyenne de l'Association canadienne de l'électricité. Le succès de la mise en œuvre de la nouvelle facture pour la clientèle a été l'aboutissement d'un projet qui a établi les besoins de la clientèle, misé sur les avantages découlant des systèmes de gestion de l'information et utilisé le savoir-faire en communications.

Énergie NB s'est engagée à devenir un chef de file parmi les entreprises d'électricité en Amérique du Nord dans le secteur de la sécurité en encourageant des pratiques de travail sécuritaires. La Société a reçu le Prix d'excellence 2001 du président de l'Association canadienne de l'électricité pour les entreprises les plus performantes sur le plan de la sécurité des employés. Les programmes de sécurité sont entrepris en partenariat avec la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, section locale 37, qui représente les employés syndiqués.

Générer le changement

À mesure que nous irons de l'avant, nous miserons sur les réalisations de James Hankinson, président et chef de la direction sortant. Durant plus de cinq ans, il a joué un rôle déterminant dans la restructuration de la Société, en améliorant le rendement financier et en établissant une plus grande responsabilisation de la direction. Au nom du personnel, je tiens à le remercier de sa contribution importante – son leadership a positionné Énergie NB sur la voie d'un avenir meilleur.

L'année à venir réservera à la Société le plus grand défi de son histoire. Le personnel s'est illustré en produisant et en livrant de l'énergie fiable, sûre et à bon prix. Je suis assuré que, grâce à sa capacité à mettre en œuvre des changements progressifs, cette période de transition se révélera bénéfique tant pour notre propriétaire, le gouvernement du Nouveau-Brunswick, que pour notre clientèle.

Le président et chef de la direction (par intérim),

Stewart MacPherson

Haute direction

Stewart MacPherson

Président et chef de la direction (par intérim)

Douglas Bartlett

Directeur général, Transport

Jim Brogan

Vice-président, Production (classique)

Kenneth Little

Vice-président, Affaires réglementaires

Sharon MacFarlane

Vice-présidente, Finances et Systèmes informatiques

Roderick White

Vice-président, Nucléaire

Wanda Harrison

Secrétaire d'entreprise et chef, Services juridiques

Robert Crawford

Directeur général, Services à la clientèle

Paul Thériault

Vice-président, Ressources humaines et Administration

Bob Scott

Directeur, Affaires publiques

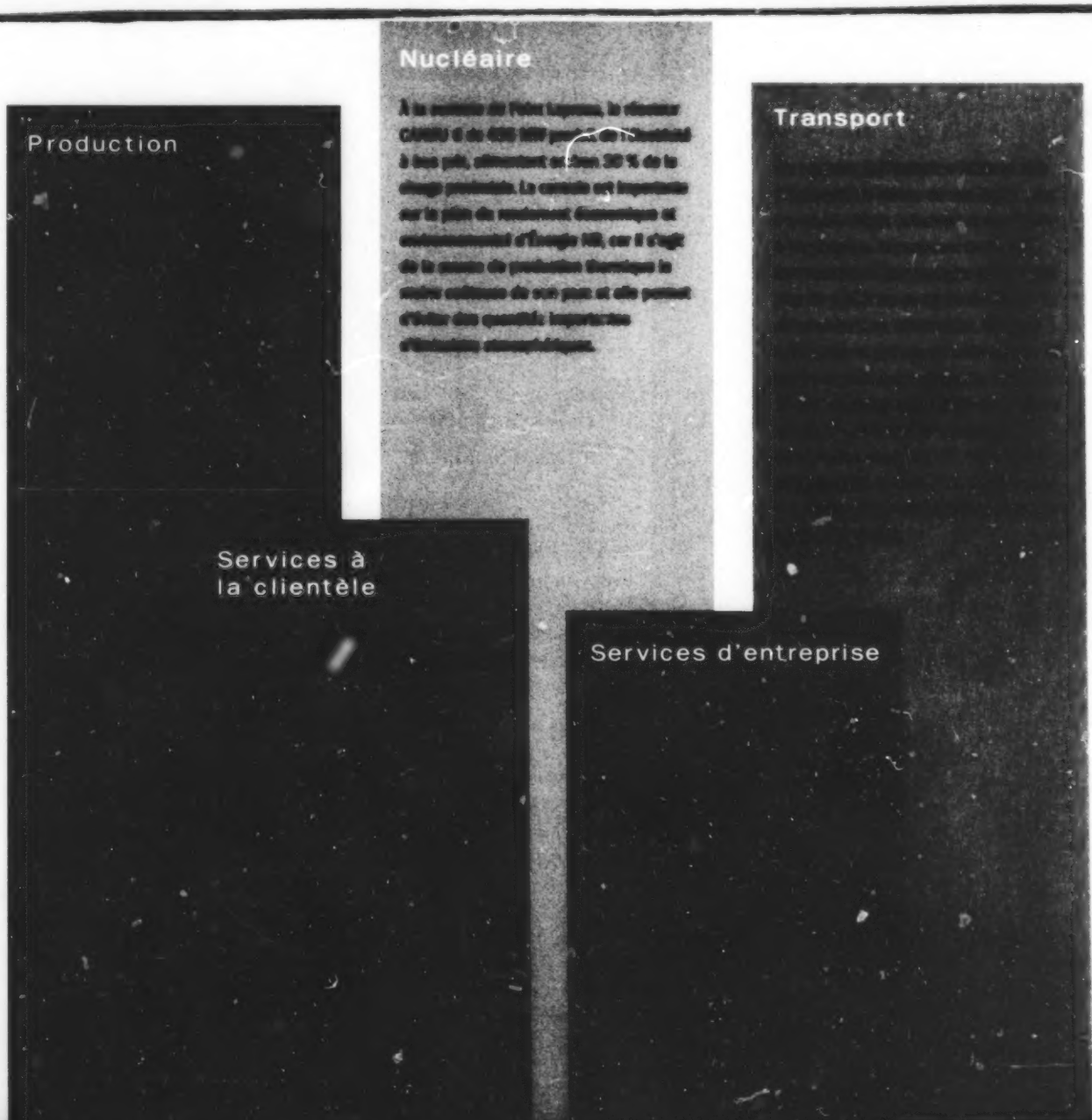
Andrew Cormier

Vice-président, Amélioration du rendement et Président, NB Coal

Profil de l'entreprise

En tant que société de la Couronne, Énergie NB a reçu la mission légale de satisfaire les besoins énergétiques de la province du Nouveau-Brunswick. Représentant la plus importante entreprise d'électricité du Canada atlantique, Énergie NB exploite l'un des réseaux d'interconnexion et l'un des parcs les plus diversifiés d'Amérique du Nord. Les centrales alimentées à l'énergie hydraulique et nucléaire, le mazout, le charbon et l'Orimulsion™ offrent une source fiable et économique d'électricité à 356 440 clients desservis directement et indirectement grâce à un réseau comptant 32 981 km de lignes de transport et sous-stations et postes.

Énergie NB s'est engagée à fournir une énergie sûre, fiable et peu coûteuse ; elle se doit aussi de répondre aux besoins particuliers de sa clientèle résidentielle, commerciale, industrielle et à l'exportation.



air de nfiance

Ayant achevé avec succès son plan de développement, Énergie NB remplira son mandat, soit d'assurer un approvisionnement efficace, concurrentiel et fiable en électricité qui est adéquat pour le développement économique du Nouveau-Brunswick.

Objectifs

- **Fiabilité de l'approvisionnement**
- **Acceptabilité sur le plan de l'environnement**
- **Efficience économique**
- **Viabilité financière**

Politique énergétique du gouvernement du Nouveau-Brunswick

Le *Livre blanc – Politique énergétique du Nouveau-Brunswick*, rendu public en janvier 2001, a exposé la transition gérée du secteur de l'électricité à partir de la structure actuelle de monopole vers un environnement concurrentiel. En vertu de la politique, l'implantation de la production indépendante et de la concurrence sur le marché de gros et sur le marché de détail pour les grandes entreprises est prévue le 1er avril 2003.

Au début de 2002-2003, le gouvernement provincial a décidé de maintenir la Société énergie du Nouveau-Brunswick en tant que Société de la Couronne et d'entreprendre une restructuration majeure de l'entreprise d'électricité, et de rechercher la participation d'intérêts financiers ou de partenaires dans les projets de développement des affaires. Le 1er avril 2003, Énergie NB sera restructurée en un holding appelé Holding Énergie NB et comptera quatre unités commerciales fonctionnant comme des filiales ou des entreprises autonomes – Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB, Transport Énergie NB et Distribution et Services à la clientèle Énergie NB. Holding Énergie NB fournira les services d'entreprise aux filiales. Les nouvelles filiales fonctionneront sur une base commerciale et seront tenues de faire ce qui suit :

- produire un taux de rendement positif des capitaux propres;
- payer des dividendes en espèces au gouvernement provincial;
- payer l'impôt approprié sur le revenu et sur le capital;
- emprunter sans garantie du gouvernement provincial.

Transport Énergie NB sera le propriétaire-exploitant du réseau de transport et agira comme exploitant autonome du réseau, offrant un accès non discriminatoire au transport aux clients tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de la province.

Nous envisagerons de recourir à des intérêts financiers ou à des partenaires dans les projets de développement économique dans la mesure où cela ne retardera pas tout projet, advenant que les organismes de réglementation donnent leur aval.

Formé de représentants d'Énergie NB, de grandes entreprises, de groupes écologiques, de services d'électricité, de distributeurs de gaz naturel, de la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick et du gouvernement provincial, un Comité de conception du marché fixera les règles applicables à la restructuration du secteur de l'électricité. Ce comité a soumis au gouvernement provincial ses recommandations sur la façon d'instaurer un régime de concurrence dans le secteur de l'électricité et de veiller aux intérêts de la clientèle et de l'environnement. L'établissement de règles du marché est l'étape suivante. Le rapport du comité est disponible à ***www.nbmdc-ccmnb.ca***.

Énergie NB a entrepris de s'attaquer aux enjeux découlant de la Politique énergétique dont :

- un tarif de transport à libre accès;
- un service en vertu d'un contrat type pour les clients qui n'optent pas pour un fournisseur concurrentiel;
- des propositions de tarifs pour les taux horaires et un plus large éventail de prix pour l'énergie verte.

Plan de développement des affaires d'Énergie NB

Conformément aux objectifs du plan de développement des affaires d'Énergie NB, soit d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement, l'acceptabilité sur le plan environnemental, l'efficience économique et la viabilité financière, une analyse des investissements a fait ressortir trois projets de développement. Ces trois projets en sont à différents stades du processus d'examen réglementaire et d'évaluation environnementale.

Remise à neuf de la centrale de Coleson Cove

Pour maintenir la centrale de Coleson Cove alimentée au mazout en exploitation après 2005, il faut procéder à des travaux de remise à neuf pour satisfaire aux nouvelles normes environnementales. Le projet de remise à neuf d'une valeur de 747 millions de dollars comporterait la mise en place de techniques antipollution pour réduire les taux d'émission. Les économies réalisées, grâce à l'utilisation de combustibles considérablement moins coûteux suite à la conversion de la centrale à l'Orimulsion™, financeraient les nouveaux dispositifs de protection de l'environnement.

Énergie NB a déposé des preuves à l'appui de la remise à neuf auprès de la Commission des entreprises de service public en novembre 2001. Après la tenue d'une audience publique en janvier 2002, la Commission des entreprises de service public a recommandé au conseil d'administration d'Énergie NB de poursuivre le projet. Le processus provincial d'évaluation de l'impact environnemental, qui comprend un rapport environnemental, une analyse technique des agences fédérales et provinciales, ainsi que des assemblées publiques, constitue la prochaine étape du projet. La date d'achèvement du projet de remise à neuf est fixée en novembre 2004.

Remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau

Énergie NB a réalisé une évaluation pour définir la portée et le coût de la remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau d'une capacité de 635 MW. Le projet de remise à neuf nécessiterait le remplacement de composants majeurs durant l'arrêt de 18 mois à compter de 2006, ainsi que la construction de structures de stockage à l'installation de gestion des déchets radioactifs à la centrale. Le projet de 850 millions de dollars permettrait de maintenir la production existante de la centrale, qui répond jusqu'à 30 % des besoins en électricité du Nouveau-Brunswick, et de maintenir des avantages considérables sur le plan de l'environnement.

Énergie NB a déposé ses preuves à l'appui du projet auprès de la Commission des entreprises de service public en février 2002. En vue des audiences publiques en mai et en juin 2002, elle répondra aux questions ayant trait aux preuves à l'appui du projet et aux prévisions de charges qui s'y rattachent. En même temps que le processus provincial de réglementation où seront examinées les preuves d'ordre économique, les travaux se poursuivront sur l'évaluation fédérale d'impact environnemental qui est requise pour l'installation de gestion des déchets radioactifs.

Projets de transport

La construction d'une deuxième ligne de transport de 345 kV et d'une interconnexion permettrait de se prévaloir des meilleures perspectives pour les importations et les exportations rattachées au marché de l'électricité en Nouvelle-Angleterre. Énergie NB a présenté une demande à l'Office national de l'énergie (ONÉ) afin d'obtenir un certificat de commodité et de nécessité publique pour construire, exploiter et entretenir la ligne de transport. En mars 2002, un rapport d'étude exhaustif sur l'évaluation environnementale du projet a été soumis à l'ONÉ. Le projet devrait prendre fin en 2005.

Développement de l'énergie renouvelable

Énergie NB étudie l'énergie éolienne dans le cadre des possibilités de développement de sources d'énergie de substitution et a contribué à la construction d'une tour pour mesurer la vitesse du vent dans l'île de Lamèque, dans le nord-est du Nouveau-Brunswick.

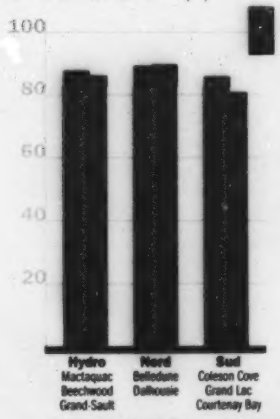
aque année, une nouvelle ération

Exploitant l'un des parcs de production les plus diversifiés d'Amérique du Nord, l'unité commerciale de Production produit de l'électricité à bas prix à ses 14 centrales alimentées au mazout, à l'énergie hydroélectrique, au charbon, à l'Orimulsion[MD] et au diesel. Ces tranches traditionnelles possèdent une puissance installée de 3 134 MW, soit 1 923 MW provenant des centrales thermiques, 884 MW, des centrales hydroélectriques et 327 MW, des turbines à combustion.

Objectifs

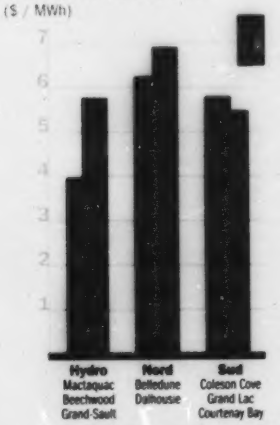
- Atteinte des cibles relativement à la disponibilité des tranches
- Gestion optimale des dépenses d'exploitation et d'investissement
- Maximalisation des bénéfices tirés des ventes hors province
- Protection du personnel, du public et de l'équipement
- Exploitation en conformité avec les règlements en matière d'environnement

Disponibilité de la centrale (%)



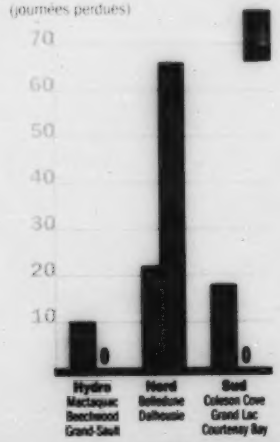
La disponibilité de la centrale représente le pourcentage de temps, incluant les interruptions de service prévues et imprévues, pendant lequel une centrale peut produire de l'électricité.

Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ($ / MWh)



Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration sont surveillés pour mesurer la gestion efficiente des ressources.

Sécurité (journées perdues)



L'objectif pour le nombre de journées perdues attribuables à des blessures est fixé à une moyenne de 10 par tranche de 200 000 heures travaillées. (À cause d'un accident à la centrale de Dalhousie, un travailleur a manqué 66 jours.)

Réalisations commerciales

Grâce au rendement des centrales relativement à *la disponibilité*, l'unité de Production a pu assurer 68 % de l'approvisionnement en électricité dans la province durant 2001-2002 et réaliser des ventes fructueuses à l'exportation. Les centrales ont donné un bon rendement en fonction des cibles fixées pour la disponibilité, même si les centrales de Dalhousie et de Coleson Cove ont dû se soumettre à de longs arrêts d'entretien, ce qui a contribué à une hausse des coûts. Les recettes hors province provenant des ventes à l'exportation ont augmenté de 27 millions pour s'établir à 359 millions de dollars en 2001-2002, fait surtout attribuable à une augmentation des volumes, car les prix moyens du marché en Nouvelle-Angleterre étaient comparables à ceux de l'exercice précédent. Grâce aux avantages considérables réalisés à partir des marges sur les ventes à l'exportation, nous avons pu maintenir les tarifs d'électricité dans la province de 10 % à 15 % plus bas.

Une association d'Amérique du Nord des entreprises d'électricité a reconnu le personnel à la centrale de Belledune pour son rendement exceptionnel relativement au contrôle des frais d'exploitation et d'entretien et à l'efficience de la production.

Avec la collaboration de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, section locale 37, l'unité de Production a réussi à mener des négociations qui ont abouti à la fusion des cinq conventions collectives actuelles en une seule convention pour tous les employés. La nouvelle convention collective appuiera les gains de productivité et améliorera l'ensemble des relations de travail.

L'unité de Production a encore une fois obtenu un excellent rendement sur le plan de la sécurité, ayant signalé seulement deux accidents avec perte de temps. Les employés de Coleson Cove ont atteint un jalon important sur le plan de la sécurité, ayant franchi le cap de deux ans sans accident avec perte de temps. De même, les employés de Belledune et des centrales hydroélectriques n'ont enregistré aucun accident avec perte de temps en quatre ans.

Les vérifications du système de gestion environnementale ont indiqué que les centrales sont exploitées conformément à la norme ISO 14001. De même, en 2001, Énergie NB a accueilli l'assemblée annuelle de l'Association canadienne des barrages, qui a attiré des délégués de partout au Canada, des États-Unis et de plusieurs autres pays.

Créer une unité commerciale plus concurrentielle

La réalisation du projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove, soumis actuellement à un examen réglementaire, est déterminante pour assurer la fiabilité de la production, le respect des normes environnementales et le maintien de taux concurrentiels pour appuyer la croissance économique. Le maintien de l'exploitation de la centrale alimentée au mazout après 2005 nécessite des investissements pour satisfaire aux nouvelles normes environnementales. Le projet de remise à neuf comprend la mise en place de techniques antipollution pour réduire les taux d'émission. Les économies réalisées sur le coût des combustibles plus bas en raison de l'utilisation de l'Orimulsion™ financeront les nouveaux dispositifs de protection environnementale. En janvier 2002, après un examen public, la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick a recommandé que le projet aille de l'avant. La prochaine étape est une étude provinciale d'impact environnemental.

L'unité de Production participe à la gestion des risques financiers en voyant aux nombreuses variables qui influent sur l'efficience de l'exploitation comme la disponibilité, la fiabilité et la productivité des centrales. Plusieurs types de risques financiers – la gestion du coût des combustibles, la fiabilité, les objectifs opérationnels, la planification des ressources humaines et de la relève, ainsi que la réalisation du projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove – sont des éléments qui seront intégrés au programme de gestion continue des risques.

Nous avons continué de mettre l'accent sur l'amélioration de la fiabilité de la production, les programmes d'entretien ayant fourni une approche plus perfectionnée de détection rapide des problèmes. La surveillance des conditions, les projets expérimentaux et l'analyse de rentabilisation pour les activités d'entretien ayant trait à la fiabilité sont en cours aux centrales de Dalhousie, Belledune et Coleson Cove. Pour améliorer le contrôle des coûts et l'efficience de la production, les centrales adopteront également un cycle d'arrêt d'entretien prévu de deux ans au lieu de 18 mois.

luminer l'avenir

À la centrale de Point Lepreau, le réacteur CANDU 6 de 635 MW produit de l'électricité à bas prix, alimentant environ 30 % de la charge provinciale. La centrale est importante sur le plan du rendement économique et environnemental d'Énergie NB, car il s'agit de la source de production la moins coûteuse de son parc et elle permet d'éviter des quantités importantes d'émissions atmosphériques.

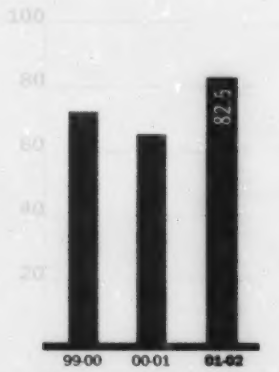
Objectifs

- Maintien du permis d'exploitation et préparation pour le processus de renouvellement du permis
- Atteinte de la cote supérieure améliorée de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires et mise en place des plans d'action « Secteurs à améliorer »
- Obtention d'une décision favorable au projet de remise en neuf
- Réalisation des activités de préparation pour l'arrêt d'entretien prévu en 2002-2003
- Disponibilité des ressources humaines pour faire le travail
- Exploitation de la centrale de façon à obtenir une sécurité et un facteur de capacité optimaux

Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration
(en millions)

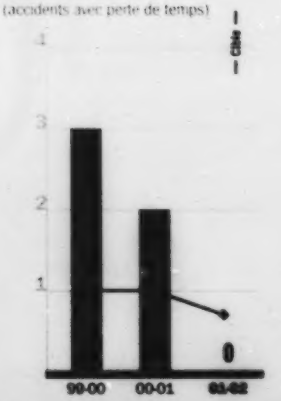
Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration font l'objet d'un suivi en fonction des prévisions budgétaires pour mesurer l'efficacité de la planification et de la gestion.

Facteur de capacité
(%)



Le facteur de capacité représente le pourcentage de production dans une période donnée.

Sécurité
(accidents avec perte de temps)



Réalisations commerciales

Durant l'exercice 2001-2002, la centrale de Point Lepreau a été exploitée à un facteur de capacité de 82,5 %, le deuxième rendement en importance en six ans. Depuis 1982, son facteur de capacité de vie s'est maintenu à 82 %, et la tranche a alimenté régulièrement 30 % de la charge provinciale. Il y a eu cinq arrêts imprévus durant l'année totalisant 44 jours, raison pour laquelle le facteur de capacité est inférieur aux prévisions budgétaires.

En mettant l'accent sur les méthodes de travail et de qualité, les employés de Point Lepreau ont travaillé de façon sécuritaire en 2001-2002. Ils ont misé sur le succès remporté en 2000-2001 lorsqu'ils ont franchi un autre jalon de 1 000 000 heures-personnes sans accident avec perte de temps. Ils ont adopté les programmes de sécurité de la centrale – le programme STAR (Arrêter, réfléchir, agir et revoir) et le système de détection des problèmes et des mesures correctives.

Dans son rapport semestriel, la Commission canadienne de sûreté nucléaire a reconnu les améliorations de la centrale sur le plan du rendement et s'attend au maintien des tendances à l'amélioration. Au moment de préparer sa demande de renouvellement de permis en 2002-2003, la centrale se concentrera sur les systèmes de gestion de la qualité, la protection-incendie, la gestion de la configuration, la planification d'urgence, ainsi que sur la formation et les compétences du personnel accrédité. De plus, l'Association mondiale des exploitants des centrales nucléaires a reconnu, dans son examen, que le rendement de Point Lepreau s'était amélioré par rapport aux examens antérieurs.

La sécurité est passée au premier plan depuis le 11 septembre 2001. La Commission canadienne de sûreté nucléaire, qui réglemente les centrales nucléaires au Canada, a établi de nouvelles normes de sécurité en fonction d'études d'évaluation des menaces. Parmi ces initiatives, une aide externe pour l'intervention sur place a été établie, une autorisation de sécurité supérieure est exigée des travailleurs et des entrepreneurs ayant accès à la centrale, et l'infrastructure de sécurité a été améliorée.

Point Lepreau est devenue la première centrale au Nouveau-Brunswick à obtenir l'enregistrement à ISO 14001, démontrant que les systèmes perfectionnés sont en place pour gérer les questions ayant trait à l'environnement. Le système de gestion environnementale de la centrale est axé sur l'amélioration continue par la planification, la mise en œuvre, la vérification, les mesures correctives et l'examen de la gestion.

Créer une unité commerciale plus concurrentielle

L'engagement de Point Lepreau face à la planification des activités a été démontré par l'établissement de documents de planification clés pour la centrale, dont un plan d'affaires annuel, un plan de travail pour les arrêts d'entretien planifiés à court terme, un plan pour le projet de remise à neuf et un plan à long terme pour les frais d'exploitation, d'entretien et d'investissement. L'élaboration d'un plan d'affaires intégré jusqu'à 2008 est en cours.

Durant l'exercice, Énergie NB et Énergie atomique du Canada limitée ont réalisé une évaluation technique de deux ans pour définir la portée des travaux dans le cadre du projet de remise à neuf de la centrale. Énergie NB propose de remplacer les tubes du réacteur et de remettre à neuf d'autres composants pour prolonger la vie de la centrale jusqu'à 2032. Les investissements dans le projet sont estimés à 850 millions de dollars, tandis que l'arrêt pour la remise à neuf se fera d'avril 2006 à septembre 2007. Le projet de remise à neuf est l'option la plus économique par laquelle Énergie NB peut répondre aux besoins en électricité futurs tout en réalisant les cibles fixées pour la réduction des émissions, notamment des émissions de dioxyde de carbone. Les ententes de stabilisation du climat syndical, en cours de négociation, permettraient d'assurer un climat syndical stable durant les travaux de construction.

Énergie NB a déposé les preuves à l'appui du projet auprès de la Commission des entreprises de service public en février 2002. La Société a également présenté de l'information environnementale sur le projet à la Commission canadienne de sûreté nucléaire et du ministère provincial de l'Environnement et des Gouvernements locaux en vue de la réalisation d'une évaluation d'impact environnemental sur l'installation de gestion des déchets radioactifs.

L'unité commerciale du Nucléaire travaille avec diligence à développer et à maintenir des effectifs très spécialisés et productifs. Dans le cadre de son plan de relève, des programmes de perfectionnement sont en cours pour les remplaçants des chefs de centrales, les opérateurs des salles de commande et les chefs de quarts.

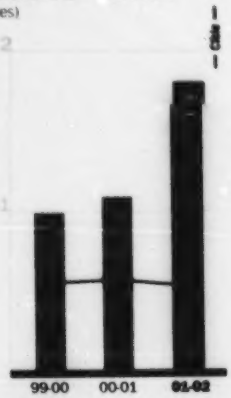
Prêts et déterminés

Pour garantir l'alimentation fiable et sûre d'électricité au réseau de distribution, aux importants clients industriels et aux clients à l'exportation, le personnel de l'unité commerciale de Transport gère et entretient plus de 6 600 km de lignes de transport, 49 sous-stations industrielles, 45 tours hertziennes et pylônes de radio mobile, 42 postes et postes de manoeuvre, ainsi que 15 interconnexions. Le Centre de conduite du réseau est le centre nerveux de l'exploitation du réseau d'Énergie NB et offre un accès au réseau de transport par le Système d'information à libre accès en simultané (OASIS).

Objectifs

- **Sécurité**
- **Fiabilité**
- **Prix concurrentiels**
- **Responsabilité face à l'environnement**
- **Employés valorisés et attentionnés envers les clients**

Fiabilité - SAIDI
(heures)

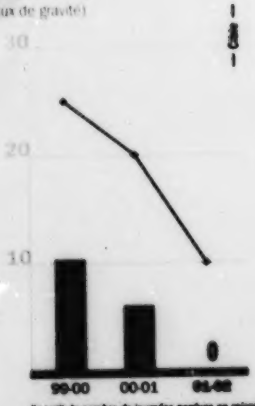


SAIDI représente la durée totale moyenne des interruptions durant l'année.

Fiabilité - SAIFI
(fréquence)

SAIFI (indice de fréquence moyenne des pannes du réseau) représente le nombre moyen d'interruptions par abonné par année.

Sécurité
(taux de gravité)



Il s'agit du nombre de journées perdues en raison de blessures par 200 000 heures travaillées.

Réalisations commerciales

Pour la deuxième année, l'unité de Transport a *mené son programme de renouvellement des* actifs en vue d'améliorer la fiabilité du réseau. En 2001-2002, le programme a compris l'achèvement de la nouvelle ligne de 138 kV et des améliorations au poste entre Oak Bay et Pennfield, ainsi que de nombreux autres travaux d'amélioration relativement à la fiabilité. Un programme d'entretien axé sur la fiabilité est en voie de mise en œuvre pour réaliser plus de gains d'efficience au chapitre des activités d'entretien.

En 2001-2001, le rendement relativement à la fiabilité s'est amélioré dans la plupart des régions de la province, à l'exception de la Péninsule acadienne qui a enregistré un nombre anormalement élevé d'interruptions. Une nouvelle ligne de transport entre Allardville et Tracadie et un nouveau poste à Tracadie, en cours de construction, combinés aux améliorations prévues à l'entretien, contribueront à améliorer la fiabilité dans cette région.

L'unité de Transport s'est engagée à devenir un chef de file dans la sécurité parmi les entreprises d'électricité d'Amérique du Nord en encourageant des pratiques de travail sûres et en voyant à la sécurité publique. En 2001-2002, elle a franchi un jalon important, soit un an sans accident avec perte de temps. Nous avons continué de mettre l'accent sur les programmes de sécurité comme les causeries de marchepied et les visites des cadres au lieu de travail. Par la voie des comités mixtes de santé et de sécurité au travail, de programmes de sécurité et de la campagne de sensibilisation *La sécurité vous ramène chez vous*, les employés ont mieux intégré la sécurité à leurs pratiques de travail. Ces programmes de sécurité sont entrepris en partenariat avec la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, section locale 37, qui représente les employés syndiqués.

Rendez-vous 2001 a rassemblé plus de 375 employés et entrepreneurs pour un événement d'une journée portant sur la constitution d'équipes, la communication et une meilleure compréhension des défis et des initiatives de l'entreprise et des unités commerciales. Rendez-vous a également offert la possibilité de partager avec le personnel, la vision, la mission, les buts et les valeurs nouvellement élaborés ainsi que le *plan d'affaires de l'unité de Transport pour 2001-2002*.

Créer une unité commerciale plus concurrentielle

Durant l'exercice, l'unité de Transport a procédé à la mise à jour de l'évaluation des risques opérationnels à l'appui du programme de gestion des risques financiers, c'est-à-dire la fiabilité du réseau, la gestion des ressources humaines, l'accès des lignes de transport vers la Nouvelle-Angleterre, les tarifs de transport et la détermination des prix des services auxiliaires. Ces risques et les plans d'action connexes ont été intégrés au cycle de planification d'affaires.

Énergie NB a travaillé avec Emera (Bangor Hydro Electric) afin de construire une deuxième interconnexion vers le marché de la Nouvelle-Angleterre. Les activités se poursuivent relativement aux agréments réglementaires et environnementaux pour construire une ligne de transport de 345 kV qui permettrait de saisir les possibilités d'importation et d'exportation et d'assurer une fiabilité et une efficience plus grandes du réseau de transport.

En 2001-2002, Énergie NB a présenté une demande de certification de commodité et de nécessité publique à l'Office national de l'énergie afin de construire, d'exploiter et d'entretenir la ligne de transport. Un rapport d'étude exhaustif sur l'évaluation de l'impact environnemental du projet a été soumis à l'Office national de l'énergie en mars 2002.

Les membres de la direction de l'unité de Transport ont pris une part active au *North American Electric Reliability Council* (NERC) et au *Northeast Power Co-ordinating Council*. Conformément aux normes du NERC, l'unité de Transport a terminé de nouveaux programmes de formation pour les opérateurs des réseaux électriques et créé un Centre de conduite du réseau d'appoint.

La mise en œuvre de la norme de gestion environnementale ISO 14001 est prévue en décembre 2002. Une analyse exposant les conditions préliminaires de conformité – soit l'établissement d'objectifs et de cibles dans le domaine de l'environnement, la mise en œuvre de plans d'action, la mesure du rendement et l'élaboration d'un plan des mesures d'urgence – fait l'objet d'un examen par l'équipe chargée du projet de certification ISO.

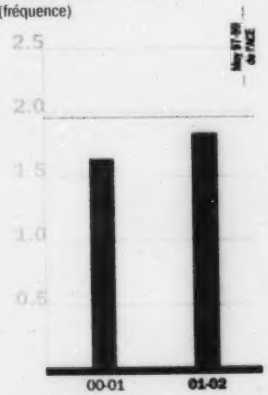
Aider nos clients à bâtir un lendemain meilleur

Fidèle à son engagement de satisfaire la clientèle, l'unité commerciale des Services à la clientèle vise à servir la clientèle résidentielle, commerciale et industrielle. Le personnel gère plus de 26 000 km de lignes de distribution et fournit des services à la clientèle par l'entremise des bureaux d'exploitation régionaux, des centres d'appels et des responsables de compte.

Objectifs

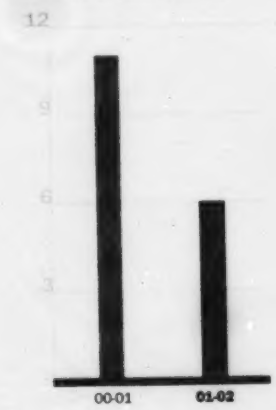
- Rendement en sécurité de classe mondiale
- Appui de la conformité à la norme de gestion environnementale
- Rendement relativement à la fiabilité se classant dans le premier quartile
- Amélioration du coût lié au service
- Ajout de valeur aux yeux de la clientèle
- Message voulant qu'Énergie NB soit « un excellent milieu de travail »

Fiabilité - SAIFI
(fréquence)

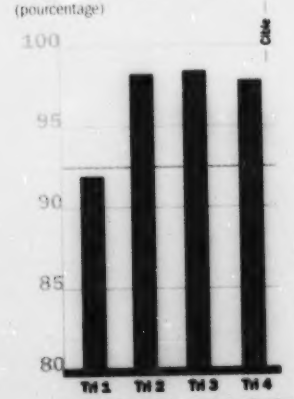


SAIFI (indice de fréquence moyenne des pannes du réseau) représente le nombre moyen de fois que chaque client du réseau de distribution se trouve sans électricité.

Sécurité
(accidents avec perte de travail)



Appels répondus
(pourcentage)



Le pourcentage d'appels auxquels on a répondus représente la capacité des Centres de contact de traiter le nombre d'appels reçus.

Réalisations commerciales

Concentrant sur son rôle de visage d'Énergie NB, l'unité des Services à la clientèle a mis l'accent sur l'amélioration des relations avec la clientèle. Leur engagement s'est manifesté tant à l'interne qu'à l'externe, l'accent ayant été mis sur la sécurité, la fiabilité du service et la satisfaction de la clientèle.

En 2001-2002, le rendement relativement à la fiabilité a dépassé, chaque mois, la moyenne de l'Association canadienne de l'électricité (ACE), sauf en novembre où il y a eu une violente tempête de vent. Le rendement relativement à l'indice du nombre d'interruptions de service a fait ressortir le succès remporté dans l'entretien préventif. De même, une plus grande attention portée à l'application de la gestion des tempêtes s'est traduite par une concentration des efforts sur l'amélioration des communications externes, la surveillance proactive des conditions météorologiques et l'optimalisation des ressources pour mieux organiser l'intervention en cas de pannes.

L'accent continu sur la sécurité a contribué à une diminution par rapport à l'exercice précédent du nombre d'accidents avec perte de temps, celle-ci étant passée de 11 à 6. Cette amélioration est attribuable à des activités comme les causeries de marchepied et aux visites des cadres au lieu de travail. Par la voie des comités mixtes de santé et de sécurité au travail, des programmes de sécurité et de la campagne de sensibilisation *La sécurité vous ramène chez vous*, les employés ont mieux intégré la sécurité à leurs pratiques de travail. Ces initiatives de sécurité sont menées en partenariat avec la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, section locale 37.

Les Centres d'appels, qui traitent plus de 60 000 demandes de clients chaque mois, ont continué d'être le premier point de contact avec la clientèle. Durant l'année, il y a eu mise à niveau de l'application commerciale de base des centres, soit le programme SAP® *Customer Care Service for Utilities*. Par des relations proactives avec la clientèle, renforcées par la campagne de sensibilisation publique *Appelez-nous*, les Centres d'appels ont réalisé des progrès dans le règlement des comptes en souffrance.

Le succès de la mise en œuvre de la nouvelle facture d'Énergie NB a été l'aboutissement d'un projet qui a établi les besoins de la clientèle, misé sur les avantages découlant des systèmes de gestion de l'information et utilisé le savoir-faire en communications.

Créer une unité commerciale plus concurrentielle

Les employés des Services à la clientèle font le lien entre la clientèle et Énergie NB. Leur engagement face à un service à la clientèle de qualité est essentiel au succès futur. En 2001-2002, l'unité des Services à la clientèle a lancé avec succès son *Programme axé sur la mission, la vision et les valeurs*. Elle a fixé de nouvelles cibles ambitieuses pour la sécurité, la fiabilité, le service à la clientèle et le rendement environnemental.

Au moment de déterminer l'emplacement de nouvelles installations, les responsables des programmes de communication s'assurent que tous les intervenants comprennent les critères techniques, économiques et environnementaux pour la construction et l'entretien de l'équipement de transport et de distribution. En plus d'annonces publiques, les activités de communication à l'appui de projets à Dalhousie, Tracadie et Allardville ont compris des assemblées avec les résidents, les propriétaires et les représentants élus des collectivités.

L'unité commerciale a intégré la planification de la relève à l'embauche de nouveaux employés avec l'accent mis sur les compétences en génie, en soutien technique et en montage de lignes. L'unité des Services à la clientèle a conclu une convention collective d'une durée de cinq ans avec la Fraternité internationale des ouvriers en électricité, section locale 37.

En optimalisant ses relations avec Télécom Aliant, l'unité des Services à la clientèle a réalisé des gains d'efficience pour les deux organisations. Une approche combinée pour la conception et la planification du travail en poteau a éliminé les dédoublements et limité les interruptions de service à la clientèle. Les activités dans le cadre du projet de nouveau système de gestion des pannes se sont poursuivies. Cette amélioration au système de rétablissement du service est prévue pour l'année 2002-2003 et elle se traduira par une meilleure fonctionnalité et de meilleurs renseignements sur le service pour la clientèle.

L'unité des Services à la clientèle a maintenu son engagement face à la gestion environnementale, la mise en œuvre du système de gestion environnementale ISO 14001 ayant progressé en vue de l'échéance fixée en décembre 2002.

Assurer notre croissance

Objectifs

- Fourniture d'un service-conseil stratégique aux unités commerciales
- Prestation de services opportuns, experts et efficients
- Appui à la gestion de l'entreprise
- Aide au développement des unités commerciales

Systèmes de renseignements commerciaux

Pour répondre aux besoins en technologie de l'information (TI) de l'entreprise et des unités commerciales, l'unité des Systèmes de renseignements commerciaux (SRC) a continué de mettre à niveau l'environnement technique et d'améliorer ses méthodes commerciales. En 2001-2002, elle a facilité l'établissement de la stratégie de l'entreprise concernant la TI où sont exposées les initiatives majeures nécessitant un soutien en TI au cours des trois prochaines années. La stratégie assurera que les initiatives en TI continuent de correspondre aux besoins commerciaux de l'entreprise.

L'unité de SRC a assuré un soutien et un leadership en matière de technologie et de méthodes commerciales aux initiatives menées dans toutes les unités commerciales durant l'année. Elle a réalisé avec succès une mise à niveau importante du SAP, le logiciel de planification des ressources d'entreprise d'Énergie NB, et a aidé à implanter le module d'entretien de la centrale du SAP pour Point Lepreau. Le programme de mise à jour en technologie *Evergreen* a mené à l'installation de 1 480 micro-ordinateurs, 275 ordinateurs personnels, 18 serveurs et 43 imprimantes à la grandeur de la Société. L'unité des SRC a mené avec succès le projet de remise à neuf du centre informatique au siège social à l'aide d'un meilleur système de climatisation et d'une alimentation sans coupure.

Pour assurer un service efficace et à valeur ajoutée dans un environnement marqué par la rapidité du changement technologique, l'unité des SRC continue de réviser ses méthodes et ses pratiques. En 2001-2002, elle a adopté les pratiques du *Project Management Institute* et de l'*Information Technology Infrastructure Library* ainsi que les pratiques de l'industrie de l'ASAP.

Ressources humaines et Administration

En 2001-2002, Énergie NB a continué de mettre l'accent sur la santé et la sécurité au travail, ce qui s'est traduit par une amélioration du rendement. Par rapport à l'exercice précédent, le nombre d'accidents ayant entraîné une incapacité s'est abaissé de 21 à 8, tandis que les unités commerciales ont enregistré des améliorations au chapitre de la sécurité au travail. Énergie NB a reçu le Prix d'excellence 2001 du président de l'Association canadienne de l'électricité pour les entreprises les plus performantes sur le plan de la sécurité des employés, se classant au premier rang dans deux catégories.

Après la restructuration du processus de négociation collective sous la forme d'une seule convention collective par unité commerciale, il y a eu ratification de conventions collectives pour deux des quatre unités commerciales. La durée de l'une des conventions était de cinq ans, une première dans le secteur des services publics de la province. Énergie NB recherchera les possibilités d'intégrer les stratégies ue résolution de conflits à tous les aspects de ses relations de travail.

Les Services de mieux-être des employés ont offert des programmes d'information, de prévention et d'aide en matière de santé. Des améliorations sensibles ont été réalisées dans l'assiduité, les absences de courte durée pour cause de maladie n'ayant jamais été aussi basses en sept ans. Le programme de soutien précoce a permis de réduire les demandes de prestations d'invalidité prolongée et de réintégrer les employés au travail.

Énergie NB a été l'une des premières entreprises au Canada à assurer la transition de son système de gestion de l'information sur les ressources humaines PeopleSoft vers une architecture sur Internet. Pour mieux tenir compte du profil démographique de la Société et des tendances externes ayant trait à la main-d'œuvre, nous avons concentré nos efforts sur les questions liées à la planification des ressources humaines. Par exemple, nous avons lancé un programme de stages et mis en œuvre un programme de perfectionnement du leadership de quatre ans.

Finances

Mettant l'accent sur l'amélioration des méthodes, la Division des finances a réalisé plusieurs gains sur le plan de la productivité et de l'efficacité. Les méthodes de fin d'exercice ont été réorganisées. Ainsi les activités de vérification, qui étaient réalisées à la fin d'exercice, seront échelonnées sur toute l'année, ce qui réduira de plus d'un mois le temps qu'il faut pour produire des états financiers vérifiés de fin d'exercice. La budgétisation a été rationalisée, le processus étant plus court et plus opportun et pertinent. Finalement, les méthodes de vérification internes ont été améliorées et uniformisées, et la formation a été offerte par la voie du nouveau forum de communauté d'intérêts en vérification interne.

La Division des finances a continué d'orienter le Programme de gestion des risques financiers d'Énergie NB, les évaluations des risques opérationnels ayant été mises à jour dans chaque unité commerciale. De même, elle a pris une part très active aux préparatifs pour les audiences réglementaires sur les projets de remise à neuf de Coleson Cove et de Point Lepreau, ainsi que sur le tarif de transport.

Elle a concentré ses efforts sur l'établissement d'autres objectifs et politiques concernant la gestion des risques financiers. En 2001-2002, elle a étudié les meilleures pratiques dans l'industrie ayant trait à la gestion des risques, ce qui a mené à la mise en œuvre d'améliorations aux politiques, aux ressources et aux systèmes.

Affaires publiques

En 2001-2002, Affaires publiques a implanté un programme de communication pour les projets de remise à neuf de Coleson Cove et de Point Lepreau, ainsi que pour le projet de ligne de transport internationale. Parmi ses activités, mentionnons les réunions avec les intervenants, les consultations publiques, les relations avec les médias et de nombreuses activités de relations publiques à l'appui des processus d'agrément réglementaire et environnemental. Les autres activités de relations publiques ont porté sur un nouveau plan médiatique pour la sensibilisation à la sécurité publique et pour le forum de la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des premiers ministres de l'Est du Canada sur le développement régional du secteur de l'énergie.

Les activités de communication ont joué un rôle important dans plusieurs programmes des Services à la clientèle. L'adoption d'un nouveau modèle de facture a nécessité des communications avec la clientèle par des encarts accompagnant les factures, des envois directs et de la publicité. Pour mieux faire connaître aux clients le nouveau système de téléphone libre-service, Affaires publiques a lancé un programme comportant des encarts et des messages avec les factures, ainsi que des annonces publiques. De même, la Division a mené des activités de relations communautaires pour les nouvelles sous-stations à Dalhousie et à Dieppe, de même que pour un projet de poste et de ligne de transport dans le nord-est du Nouveau-Brunswick.

Énergie NB s'est associée à CrescentStudio.com pour créer un programme en ligne et interactif de sécurité en électricité pour les enfants. Par le programme *La zone des enfants*, ces derniers mesurent leurs connaissances sur la sécurité en électricité en complétant des casse-tête interactifs, des recherches de mots et des labyrinthes. Le site a été très bien reçu, plus de 800 enfants s'étant inscrits, et un prix multimédia a été décerné pour les jeux originaux. De plus, il y a eu amélioration de la section du site portant sur les biens excédentaires, qui offre maintenant plus de renseignements importants et la possibilité de faire des soumissions en ligne. Le site Internet de l'entreprise s'est également révélé un outil de communication indispensable pour afficher de l'information réglementaire et environnementale sur les projets de développement des affaires.

Revue financière

2001-2002

Discussion et analyse de gestion — 20

Rapport de la direction et des vérificateurs — 32

États financiers consolidés — 33

Notes complémentaires — 37

Aperçu statistique — 47

La discussion et l'analyse de gestion passent en revue les résultats financiers de l'exploitation pour l'exercice prenant fin le 31 mars 2002, comparativement à l'exercice précédent, ainsi que la situation financière de la Société au 31 mars 2002. Certains facteurs susceptibles d'agir sur l'exploitation future sont subordonnés aux risques et aux incertitudes, ce qui peut donner des résultats réels qui sont sensiblement différents de ceux qui sont exprimés ou sous-entendus. Il faut lire la discussion et l'analyse de gestion avec les états financiers consolidés et les notes complémentaires.

DÉRÉGLEMENTATION ET CONCURRENCE

En janvier 2001, le *Livre blanc – Politique énergétique du Nouveau-Brunswick* a exposé une restructuration gérée du secteur de l'électricité passant de la structure actuelle de monopole à un environnement plus concurrentiel. De nombreuses recommandations mises de l'avant dans le Livre blanc auront un impact sur le développement et l'exploitation dans l'avenir d'Énergie NB :

- À compter d'avril 2003, les clients du secteur de gros et les gros clients industriels auront l'option d'obtenir l'électricité de fournisseurs concurrentiels. Les clients quittant le réseau se feront imposer des redevances d'annulation ou des droits équivalents. Les conditions du marché feront l'objet d'un examen périodique quant à la mise en œuvre de la concurrence sur le marché de détail.
- Pour les clients du secteur de gros et les gros clients industriels qui n'optent pas pour un autre fournisseur, Énergie NB devra offrir un contrat type de service en vertu de conditions réglementées et à des prix correspondant au service antérieur.
- Il y aura abolition des restrictions dans la loi provinciale sur la construction d'installations de production par les producteurs d'énergie autonomes.
- Un comité de conception du marché, formé de nombreux intervenants, a étudié la conception, la structure et les règles menant à l'instauration d'un marché concurrentiel. Il a soumis ses recommandations au gouvernement provincial sur la façon d'établir un régime de concurrence dans le secteur de l'électricité et de veiller aux intérêts de la clientèle et de l'environnement. La prochaine étape est l'établissement de règles du marché détaillées avant son ouverture.
- La Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick aura le pouvoir de réglementer le tarif de transport à libre accès au Nouveau-Brunswick.

Des renseignements complets sur le *Livre blanc – Politique énergétique du Nouveau-Brunswick* sont accessibles à ***http://www.gnb.ca/0085/index-f.asp***. Vous pouvez consulter le rapport du Comité de conception du marché à ***http://www.nbmdc-ccmnb.ca/french/indexf.asp***.

Au début de l'exercice 2002–2003, le gouvernement provincial a décidé de maintenir la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick en tant que Société de la Couronne et d'entreprendre une restructuration majeure de l'entreprise d'électricité. Il recherchera également des intérêts financiers ou des partenaires dans les projets de développement des affaires. Le 1er avril 2003, Énergie NB sera restructurée en un holding appelé Holding Énergie NB et comptera quatre unités commerciales fonctionnant comme des filiales ou des entreprises indépendantes – Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB, Transport Énergie NB et Distribution et Services à la clientèle Énergie NB. Holding Énergie NB fournira les services d'entreprise aux filiales. Les nouvelles filiales seront exploitées sur une base commerciale et seront tenues de faire ce qui suit :

- produire un taux de rendement positif des capitaux propres;
- payer des dividendes en espèces au gouvernement provincial;
- payer l'impôt approprié sur le revenu et sur le capital;
- emprunter sans garantie du gouvernement provincial.

Transport Énergie NB sera le propriétaire-exploitant du réseau de transport et agira comme exploitant du réseau autonome, offrant un accès non discriminatoire au transport aux clients tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de la province.

FAITS SAILLANTS

Rendement financier	2001 2002	2000 2001	1999 2000
en millions de dollars			
Bénéfice (perte) avant le redressement des opérations de change	4 $	(12) $	17 $
Bénéfice net (perte) après le redressement des opérations de change	20 $	(78) $	66 $
Encaisse d'exploitation	234 $	214 $	237 $
Libres mouvements de trésorerie	64 $	114 $	197 $
Réduction de la dette nette	41 $	23 $	234 $
Ratios et pourcentages financiers			
Marge d'exploitation	22 %	21 %	28 %
Variation d'encaisse d'exploitation / Dépenses d'investissement	1,67x	1,81x	2,49x
Dette / Capital	105 %	106 %	103 %
Couverture de l'intérêt	1,08x	0,69x	1,23x

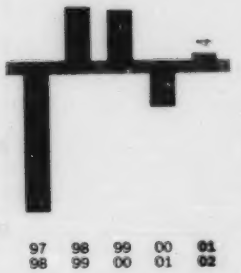
En 2001-2002, Énergie NB a enregistré un bénéfice net de 20 millions de dollars comparativement à une perte nette de 78 millions durant l'exercice précédent. Le bénéfice net tiré de l'exploitation avant le redressement des opérations de change s'est élevé à 4 millions de dollars comparativement à une perte nette de 12 millions enregistrée au cours de l'exercice précédent.

Plusieurs facteurs ont agi sensiblement sur le bénéfice net réalisé en 2001-2002. Durant l'exercice, comme les niveaux de l'eau ont été à leur plus bas depuis la fin des années 60, il a fallu remplacer la production hydroélectrique par la production thermique plus coûteuse. Ce facteur a contribué à une hausse de 21 millions de dollars des coûts liés aux combustibles comparativement à l'exercice précédent. Des dépenses d'entretien ponctuelles ont été engagées dans trois centrales thermiques, les plus importantes étant les réparations à la turbine de la centrale de Coleson Cove. Ces travaux d'entretien imprévus, combinés aux coûts engagés pour améliorer les activités des Services à la clientèle et la fonctionnalité des systèmes aux Systèmes de renseignements commerciaux, ont contribué à une augmentation de 19 millions de dollars des frais d'entretien et d'administration comparativement à l'exercice précédent.

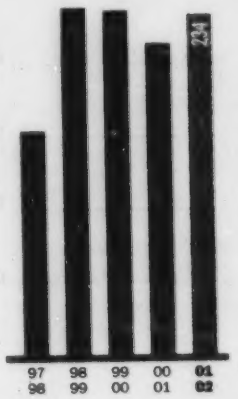
Les marges brutes élevées sur les exportations ont atteint un niveau record de 170 millions de dollars en 2001-2002, ce qui a atténué les pressions négatives sur le bénéfice. De même, la centrale de Point Lepreau a obtenu un facteur de capacité de 82,5 %, ce qui représente une amélioration par rapport à 2000-2001 où il était de 65 %.

En 2001-2002, l'encaisse d'exploitation est demeurée solide, atteignant 234 millions de dollars, soit une augmentation de 20 millions ou de 9,3 % par rapport à 2000-2001. Au cours des quatre dernières années, elle s'est chiffrée en moyenne à 230 millions par année, finançant à la fois les dépenses d'investissement et la réduction de la dette. Depuis 1996-1997, la dette nette a été abaissée de 517 millions.

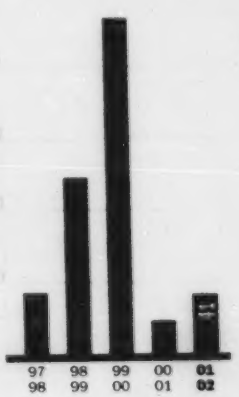
Bénéfice net avant virement, radiation et opérations de change
(en millions de dollars)



Encaisse d'exploitation
(en millions de dollars)



Réduction de la dette nette
(en millions de dollars)



REDRESSEMENT COMPTABLE

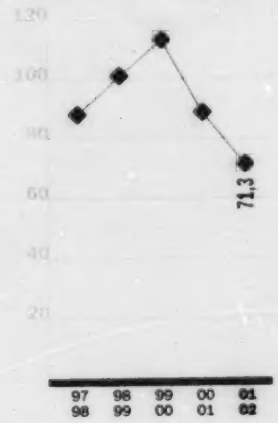
À compter du 1er avril 2001, Énergie NB a adopté la norme modifiée de l'Institut canadien des comptables agréés (ICCA) sur la conversion des éléments libellés en monnaies étrangères. La norme modifiée ne permet plus de reporter les profits ou les pertes sur change au titre de la dette à long terme ni de les amortir sur la vie de l'émission obligataire s'y rattachant. Nous avons calculé à nouveau le bénéfice et les bénéfices non répartis des exercices précédents en fonction de la norme modifiée.

La modification des normes comptables de l'ICCA a eu un effet considérable sur le bénéfice net déclaré et les capitaux propres de la Société, à cause de la dette de 660 millions en dollars américains. Le 1er avril 2001, la Société a enregistré des pertes sur change non amorties de 172 millions de dollars ayant trait à cette dette en dollars américains. L'adoption de la norme modifiée a relevé le bénéfice net de 16 millions de dollars en 2001-2002 et réduit les bénéfices non répartis au début de l'exercice de 172 millions.

En 2000-2001, la norme modifiée a diminué les bénéfices nets de 66 millions de dollars et réduit les bénéfices non répartis au début de l'exercice de 106 millions. En 1999-2000, elle a entraîné une augmentation du bénéfice net de 49 millions et diminué les bénéfices non répartis au début de l'exercice de 154 millions.

Suite à l'adoption de la norme modifiée, Énergie NB a mis en oeuvre une stratégie de couverture de risque pour atténuer l'exposition à la volatilité du bénéfice net dans l'avenir.

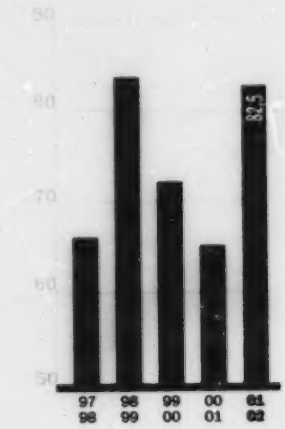
Production hydroélectrique nette
(% de la moyenne à long terme)



INDICATEURS DE RENDEMENT FINANCIER ET D'EXPLOITATION

Rendement financier	2001 2002	2000 2001	1999 2000
Production hydroélectrique nette exprimée en pourcentage de la moyenne à long terme	71,3 %	88,6 %	113,0 %
Facteur de capacité net de la centrale de Point Lepreau	82,5 %	65,1 %	72,1 %
Dollar canadien au 31 mars (équivalent en $US)	0,628 $	0,634 $	0,688 $
Prix moyen du mazout lourd ($US / baril Platt's NY 3 %)	16,72 $	20,28 $	16,70 $
Prix moyen du gaz naturel ($US / mmBTU)	3,09 $	5,22 $	2,52 $
Prix moyens pour la puissance de pointe de la Nouvelle-Angleterre ($US / MWh)	41,26 $	57,18 $	39,44 $

Facteur de capacité net de Point Lepreau
(%)



Durant 2001-2002, six facteurs ont agi sensiblement sur les résultats d'exploitation d'Énergie NB :

1. **Production hydroélectrique** – Les prévisions budgétaires pour la production hydroélectrique sont fondées sur les niveaux d'eau moyens à long terme, mais les conditions des trois dernières années ont oscillé entre 71,3 % et 113 % de la moyenne. Un écart de 1 % dans le rendement des centrales hydroélectriques augmente ou diminue les coûts d'environ 1 million de dollars. Durant 2001-2002, les niveaux d'eau correspondant à 71,3 % de la moyenne, les coûts liés aux combustibles de remplacement ont atteint 21 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent.

2. **Production nucléaire** – Le facteur de capacité net de la centrale nucléaire au cours des trois dernières années a varié entre 65 % et 82,5 %. Un écart de 1 % dans la capacité de la centrale nucléaire augmente ou diminue les coûts de 2,5 millions de dollars. Durant 2001-2002, le rendement de la centrale nucléaire a atteint 82,5 %, ce qui a réduit le coût des combustibles de 44 millions comparativement à l'exercice précédent.

3. **Taux de change** – La valeur du dollar canadien s'est abaissée de 6 cents au cours des trois dernières années. En 2001-2002, elle a chuté de 0,6 cent comparativement à une baisse de 5,4 cents l'exercice précédent. Cette dévaluation a eu un impact considérable sur les coûts liés à la conversion des éléments libellés en monnaies étrangères dans le cas de la dette en dollars américains et elle a réduit les coûts liés aux opérations de change de 78 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent.

4. **Prix du pétrole** – En 2001-2002, les prix du mazout lourd ont baissé de 18 % comparativement à l'exercice précédent. Les coûts liés au mazout lourd pour alimenter la charge provinciale ont diminué de 5 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent.

5. **Prix du gaz naturel** – Les prix du gaz naturel ont fluctué de 41 % à 107 % par rapport à l'exercice précédent. À compter de 2001-2002, la Société a un contrat d'achat avec une tierce partie qui est rattaché aux prix du gaz naturel.

6. **Prix du marché de la Nouvelle-Angleterre** – En 2001-2002, les prix pour la puissance de pointe en Nouvelle-Angleterre ont baissé de 28 % comparativement à l'exercice précédent. En dépit de la baisse de ces prix, la Société n'a pas enregistré une différence marquée par rapport à l'exercice précédent du prix moyen obtenu du marché de la Nouvelle-Angleterre, car elle a utilisé une combinaison de ventes au prix comptant et de contrats de vente fondés sur les prix à terme.

Vous trouverez plus de renseignements sur la façon dont la Société minimise les risques associés aux facteurs agissant sur les résultats d'exploitation dans la section traitant de la gestion des risques d'entreprise.

Comparaison entre le dollar canadien et le dollar américain au 31 mars

Prix du mazout lourd
(moyenne $ US / baril)

RÉSULTATS D'EXPLOITATION POUR 2001-2002

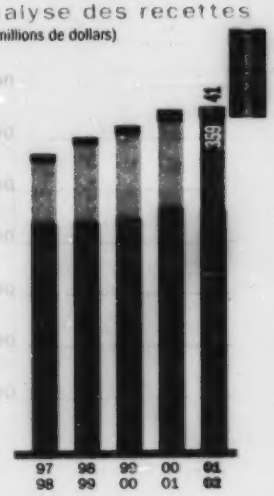
Aperçu des recettes	2001 2002	2000 2001	1999 2000
en millions de dollars			
Ventes d'énergie			
Dans la province	919 $	931 $	888 $
Hors de la province	359	332	329
Revenus divers	41	46	31
RECETTES TOTALES	1 319 $	1 309 $	1 248 $
Pourcentage de hausse	0,8 %	4,9 %	3,7 %

Les recettes totales ont atteint 1,319 milliard de dollars en 2001-2002, soit une augmentation de 10 millions ou de 0,8 % par rapport à 2000-2001.

Recettes dans la province	2001 2002	2000 2001	1999 2000
en millions de dollars			
Clients résidentiels	359 $	364 $	340 $
Secteur industriel	293	298	288
Usage général	180	178	176
Ventes en gros	70	73	71
Éclairage public	17	18	13
TOTAL	919 $	931 $	888 $
GWh	13 795	14 011	13 587

Les recettes provenant des ventes dans la province se sont chiffrées à 919 millions de dollars en 2001-2002, soit 12 millions ou 1,3 % de moins qu'en 2000-2001. Comme les températures ont été plus élevées en 2001-2002 comparativement à l'exercice précédent, les recettes ont diminué de 26 millions dans les secteurs de la clientèle sensibles aux conditions météorologiques (abonnés résidentiels, usage général et ventes en gros). Les recettes tirées des clients industriels ont baissé de 5 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent à cause d'interruptions imprévues et de niveaux de production inférieurs dans le secteur des pâtes et papiers. La diminution des recettes provenant des clients industriels et de la clientèle sensible aux conditions météorologiques a été compensée en partie par la croissance enregistrée dans les secteurs des clients résidentiels et de l'usage général, qui a augmenté les recettes de 19 millions comparativement à l'exercice précédent. La hausse des recettes provenant des clients résidentiels était attribuable à une augmentation du nombre de clients, tandis que, dans le secteur de l'usage général, elle découlait d'une plus grande consommation.

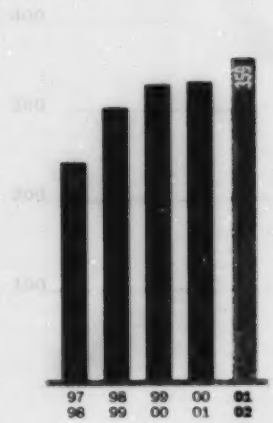
Analyse des recettes
(en millions de dollars)



Recettes dans la province

Recettes provenant des ventes hors de la province	2001 2002	2000 2001	1999 2000
en millions de dollars			
Recettes	359 $	332 $	329 $
GWh	5 264	4 878	6 255

Recettes provenant des ventes hors de la province
(en millions de dollars)



Les recettes provenant des ventes hors de la province ont atteint 359 millions de dollars en 2001-2002, soit 27 millions ou 8,1 % de plus comparativement à 2001, ce qui est attribuable surtout à l'augmentation du volume des ventes. En dépit de la baisse des prix pour la puissance de pointe, la Société n'a pas enregistré d'écart marqué par rapport à l'exercice précédent du prix moyen obtenu du marché de la Nouvelle-Angleterre, car elle a utilisé une combinaison de ventes à prix au comptant et de contrats de ventes fondés sur les prix à terme. Les bénéfices bruts tirés des exportations ont atteint un sommet inégalé de 170 millions en 2001-2002. Grâce à ces bénéfices, il a été possible d'offrir des tarifs d'électricité de 10 % à 15 % plus bas aux clients dans la province.

Revenus divers

Les revenus divers tirés de la location de chauffe-eau, des tarifs de transport, des services auxiliaires et de la vente de vapeur et de sous-produits de la production d'énergie électrique ont atteint 41 millions de dollars en 2001-2002, soit une diminution de 5 millions ou de 10,9 % par rapport à 2000-2001. Les recettes provenant des tarifs de transport ont baissé de 3 millions de dollars à cause d'une diminution des réservations par les entreprises d'électricité de l'extérieur de la province. Les ventes de vapeur ont diminué de 1 million de dollars, car le contrat connexe est rattaché aux prix du pétrole qui ont baissé par rapport à l'exercice précédent. Les autres revenus divers ont diminué de 1 million de dollars.

DÉPENSES

Aperçu des dépenses	2001 2002		2000 2001		1999 2000	
en millions de dollars	$	%	$	%	$	%
Combustibles et achats d'énergie	489 $	38	501 $	36	395 $	33
Exploitation, entretien et administration	344	26	325	23	320	27
Amortissement et déclassement	200	15	205	15	190	16
Frais de financement	268	21	356	26	277	24
TOTAL	1 299 $	100	1 387 $	100	1 182 $	100

Dépenses totales

Les dépenses totales se sont chiffrées à 1,299 milliard de dollars en 2001-2002, soit une diminution de 88 millions ou de 6,3 % par rapport à 2000-2001. Cette baisse était surtout attribuable à une diminution sensible des frais de financement pour l'emprunt de 90 millions, dont la somme de 78 millions se rapportait à la réduction au titre de la conversion des éléments libellés en monnaies étrangères dans le cas de la dette en dollars américains à long terme. La valeur de la devise canadienne a baissé de 0,6 cents en 2001-2002 contre une diminution de 5,4 cents en 2000-2001.

Combustibles et achats d'énergie	2001 2002		2000 2001		1999 2000	
en millions de dollars	$	%	$	%	$	%
Hydroélectrique	0 $	0	0 $	0	0 $	0
Nucléaire	6	1,2	4	0,8	5	1,3
Thermique	381	77,9	397	79,2	220	55,7
Achats	102	20,9	100	20,0	170	43,0
TOTAL	489 $	100	501 $	100	395 $	100

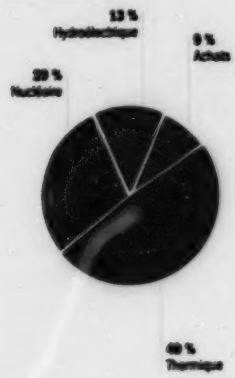
Le coût des combustibles et des achats d'énergie s'est chiffré à 489 millions de dollars en 2001-2002, soit une baisse de 12 millions ou de 2,4 % par rapport à 2000-2001. Le mazout lourd comptait pour 50 % de ces dépenses, tandis que les achats d'énergie des entreprises d'électricité en Nouvelle-Écosse, au Maine, au Québec et au Nouveau-Brunswick valaient pour 20 %. La baisse par rapport à l'exercice précédent des coûts liés aux combustibles et aux achats d'énergie découlait des facteurs suivants :

- La charge provinciale a diminué de 2,1 %, en raison surtout du temps plus clément, ce qui a baissé les coûts de 14 millions.
- Le facteur de capacité net de la centrale nucléaire s'est amélioré, réduisant ainsi les coûts de 44 millions. Il était de 82,5 % en 2001-2002 comparativement à 65 % en 2000-2001. Plus la production d'énergie à partir de la centrale nucléaire est grande, moins Énergie NB doit recourir à la production thermique plus coûteuse et aux achats d'énergie.
- La baisse des prix du mazout lourd a réduit le coût lié aux ventes à l'exportation de 11 millions et le coût lié aux ventes dans la province de 5 millions.

Ces réductions de coûts ont été compensées par des augmentations de coûts :

- La baisse de la production hydroélectrique a augmenté les coûts de 21 millions de dollars, car il a fallu remplacer cette dernière par la production thermique plus coûteuse. Le rendement des centrales hydroélectriques correspondait à 71,3 % de la moyenne à long terme en 2001-2002 contre 88,6 % en 2000-2001.
- La valeur du dollar canadien a baissé par rapport au dollar américain, ce qui a entraîné une hausse de 9 millions du coût des combustibles, car les combustibles entrant dans la production thermique sont achetés en devises américaines.
- Les prix du charbon étaient plus élevés, ce qui a augmenté de 11 millions les coûts liés à l'alimentation de la charge provinciale.
- À cause de prix contractuels plus élevés, les achats en vue d'alimenter la charge provinciale se sont accrus de 13 millions.
- La capacité réduite des centrales thermiques et les autres changements d'acheminement pour répondre à la demande provinciale ont relevé les coûts de 8 millions de dollars.

Alimentation de la charge provinciale
(en millions de KWh)



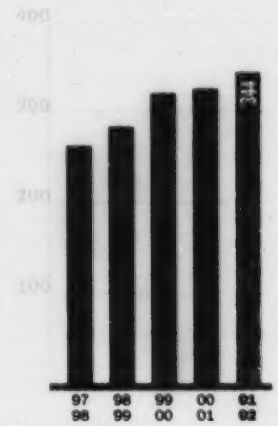
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration

en millions de dollars	2001 2002	2000 2001	1999 2000
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	344 $	325 $	320 $

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont atteint 344 millions de dollars en 2001-2002, soit 19 millions ou 5,8 % de plus par rapport à 2000-2001. Cette augmentation était attribuable aux facteurs suivants :

- Dépenses ponctuelles pour des arrêts d'entretien imprévus, qui ont été engagées aux centrales de Coleson Cove, Belledune et Dalhousie. L'augmentation la plus importante était attribuable aux réparations de la turbine à la centrale de Coleson Cove.
- Les frais d'exploitation ont augmenté dans les unités des Services à la clientèle et du Transport à l'appui du programme quinquennal de renouvellement des biens.
- Il y a eu augmentation des dépenses pour appuyer les investissements dans les systèmes de technologie de l'information.

Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration
(en millions de dollars)

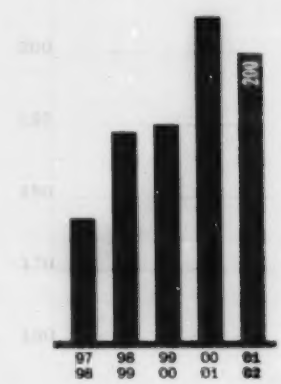


Amortissement et déclassement

en millions de dollars	2001 2002	2000 2001	1999 2000
Amortissement et déclassement	200 $	205 $	190 $

Les dépenses d'amortissement et de déclassement ont atteint 200 millions de dollars en 2001-2002, soit une diminution de 5 millions ou de 2,4 % par rapport à 2000-2001. Une baisse a été enregistrée, car les résultats pour l'exercice 2000-2001 comportaient un amortissement ponctuel de 7 millions de dollars relativement à une pelle à benne traînante excédentaire à NB Coal. En 2001-2002, les dépenses ont augmenté à cause des investissements dans les biens des centrales et d'une réduction de la durée utile des biens sous la forme de systèmes d'information.

Amortissement et déclassement
(en millions de dollars)

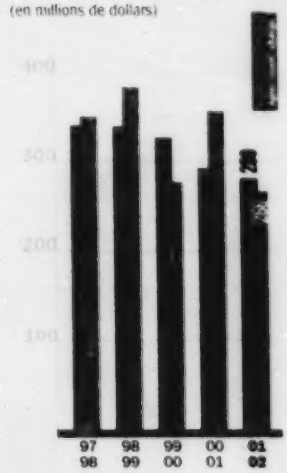


Frais de financement

en millions de dollars	2001 2002	2000 2001	1999 2000
Frais de financement	266 $	356 $	277 $

Les frais de financement ont atteint 266 millions de dollars en 2001-2002, soit 90 millions ou 25,3 % de moins qu'en 2000-2001. Le changement dans le taux de change sur la dette à long terme en dollars américains a entraîné une baisse de 78 millions, car la valeur du dollar canadien a diminué de 0,6 cent en 2001-2002, alors que la dévaluation se chiffrait à 5,4 cents en 2000-2001. Les frais d'intérêt ont diminué de 12 millions de dollars, à cause de la réduction de la dette et du remplacement des émissions obligataires à intérêts élevés par de nouvelles émissions obligataires à des taux d'intérêt moindres.

Frais de financement
(en millions de dollars)

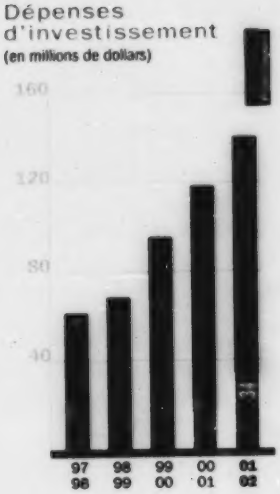


LIQUIDITÉS ET DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

Dépenses d'investissement	2001 2002	2000 2001	1999 2000
en millions de dollars			
Dépenses d'investissement	140 $	118 $	95 $

Les dépenses d'investissement se sont chiffrées à 140 millions en 2001-2002, soit 22 millions ou 18,6 % de plus qu'en 2000-2001. Elles ont compris l'analyse technique d'avant-projet et les autres travaux nécessaires pour prendre une décision sur la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Parmi les autres dépenses d'investissement, mentionnons les travaux préparatoires à l'appui du projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove et de différents projets pour consolider l'infrastructure du réseau de transport et de distribution.

Dépenses d'investissement
(en millions de dollars)

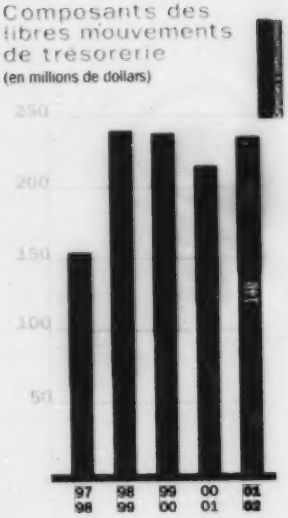


Flux de trésorerie	2001 2002	2000 2001	1999 2000
en millions de dollars			
Encaisse d'exploitation	234 $	214 $	237 $
Libres mouvements de trésorerie	64 $	114 $	197 $

L'encaisse d'exploitation a atteint 234 millions de dollars en 2001-2002, ce qui représente une augmentation de 20 millions ou de 9,3 % comparativement à 2000-2001. Cette amélioration du bénéfice net par rapport à l'exercice précédent est le principal facteur qui a contribué à l'augmentation. L'encaisse d'exploitation en 2001-2002 a surpassé les besoins en dépenses d'investissement, ce qui a permis à la Société de réduire la dette pour la sixième année d'affilée.

Les libres mouvements de trésorerie étaient de 64 millions de dollars en 2001-2002, ce qui représente une diminution de 50 millions ou de 43,9 % comparativement à 2000-2001. Ce déclin était attribuable à une augmentation des dépenses d'investissement et du fonds de roulement à cause des stocks de combustibles en fin d'exercice.

Composants des libres mouvements de trésorerie
(en millions de dollars)



Libres mouvements de trésorerie	2001 2002	2000 2001	1999 2000
en millions de dollars			
Encaisse d'exploitation	234 $	214 $	237 $
Dépenses d'investissement	(140)	(118)	(95)
Produits de la cession et des contributions des clients	5	2	41
Réduction (augmentation) du fonds de roulement	(35)	16	22
Paiement relatif aux fonds de pension non provisionnés	0	0	(8)
LIBRES MOUVEMENTS DE TRÉSORERIE	64 $	114 $	197 $

Les libres mouvements de trésorerie comprennent l'encaisse d'exploitation moins les dépenses d'investissement, plus les produits de la cession de l'actif et des contributions des clients pour les dépenses d'investissement, et les modifications du fonds de roulement.

Dette	2001 2002	2000 2001	1999 2000
en millions de dollars			
Libres mouvements de trésorerie	**64 $**	114 $	197 $
Redressement des opérations de change	**(4)**	(82)	37
Frais de la dette reportés	**(19)**	(9)	0
RÉDUCTION DE LA DETTE NETTE	**41 $**	23 $	234 $

La réduction de la dette s'est chiffrée à 41 millions en 2001-2002, soit 18 millions ou 78,3 % de plus qu'en 2000-2001. Les libres mouvements de trésorerie ont baissé de 50 millions en 2001-2002 comparativement à 2000-2001, mais cette diminution a été plus que compensée par la modification de la conversion des éléments libellés en monnaies étrangères dans le cas de la dette à long terme en dollars américains. La valeur du dollar canadien a baissé de 5,4 cents en 2000-2001, tandis qu'elle a diminué de 0,6 cent en 2001-2002.

Total de la dette nette
(en millions de dollars)

Total de la dette nette	2001 2002	2000 2001	1999 2000
en millions de dollars			
Dette à long terme, nette des fonds d'amortissement	**2 890 $**	2 869 $	2 795 $
Dette à court terme	**0**	102	176
Espèces et investissements à court terme	**(17)**	(57)	(34)
TOTAL DE LA DETTE NETTE	**2 873 $**	2 914 $	2 937

La dette nette désigne le total de la dette à long terme et de la dette à court terme, moins les fonds d'amortissement, les espèces et les investissements à court terme.

La Société accède aux marchés financiers par l'intermédiaire de la dette émise par le gouvernement du Nouveau-Brunswick. Le niveau des emprunts à court terme de la Société fluctue selon la date d'échéance de la dette et les besoins en investissement de capitaux. Quatre émissions obligataires, totalisant 250 millions de dollars, à des taux d'intérêt nominaux allant de 9,25 % à 10,5 %, sont arrivées à échéance en 2001-2002. Les nouvelles émissions totalisant 300 millions sont assorties d'un taux d'intérêt moyen en vigueur de 6,56 %. Chaque fois que l'occasion se présente, la Société remplace les émissions obligataires à intérêt élevé par de nouvelles émissions à des taux plus bas.

GESTION DU RISQUE D'ENTREPRISE

Énergie NB gère le risque par l'entremise du comité de haute direction de la gestion des risques et son processus de régie connexe. Le comité voit à parrainer, à mettre en œuvre et à coordonner les processus de gestion du risque. Les principaux éléments de risque relevant du comité sont : la couverture financière, la gestion du risque financier, la sécurité, l'environnement et l'assurance.

Couverture financière

Le comité de la couverture des risques financiers voit à surveiller et à contrôler l'exposition au risque financier d'Énergie NB pour assurer la prévisibilité et la viabilité de l'encaisse et du bénéfice net. Il surveille les risques financiers suivants :

- **Risque associé aux prix des combustibles** – La Société a des expositions nettes aux prix des combustibles, notamment le mazout lourd et le gaz naturel. Les marges d'exploitation brutes sont très exposées aux prix des combustibles, ce que compensent les recettes associées aux prix des combustibles. Pour réduire l'exposition à la volatilité de ces prix, la Société assure une couverture des risques financiers selon des degrés de tolérance prédéfinis pour les besoins prévus dans la province et sur le marché des exportations.
- **Risque associé au change** – La Société a une exposition nette à la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain. Elle est sensible à la dette en dollars américains, au coût des combustibles et aux achats d'énergie surtout en dollars américains, et aux recettes reçues en dollars américains. Elle assure donc une couverture des risques financiers en fonction de seuils de tolérance prédéfinis pour les besoins connus et prévus en dollars américains. À compter d'avril 2002, la Société a adopté une stratégie pour assurer la couverture des risques financiers associés à 610 millions de sa dette non réglée de 660 millions en dollars américains.
- **Risque associé aux taux d'intérêt** – La dette de la Société est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt. Afin de réduire l'effet des changements défavorables des taux d'intérêt, la Société peut assurer la couverture des risques financiers relativement à un pourcentage prédéfini des expositions prévues au refinancement jusqu'à concurrence de 42 mois.

Variables économiques et opérationnelles	Sensibilité/ Écart (+/-)	Effet sur les bénéfices nets en 2001-2002* en millions de dollars
Dollar canadien ($ US)	0,01 $ US	1 $
Prix du pétrole ($ US/baril)	1 $ US/bbl	4 $
Prix du gaz naturel ($ US/mmBTU)	1 $ US/mmBTU	1 $
Exportations d'électricité ($ US/MWh)	1 $ US/MWh	7 $

** Effet sur les bénéfices nets après le programme de couverture du risque*

Gestion du risque financier

Énergie NB a mené à bien la troisième phase d'un programme de trois ans avec le cabinet Ernst & Young LLP afin d'intégrer la gestion des risques dans ses pratiques commerciales et de mettre en place un cadre plus perfectionné pour l'évaluation et le contrôle des risques. Des rapports d'avancement sur les plans d'action concernant les risques d'entreprise indiqués ci-dessous sont présentés au comité de haute direction de la gestion des risques :

- Marchés à l'exportation – entretenir et élargir l'accès aux marchés à l'exportation;
- Remise à neuf de la centrale de Point Lepreau – assurer une gestion efficace du projet de remise à neuf;
- Remise à neuf de la centrale de Coleson Cove – assurer une gestion efficace du projet de remise à neuf;
- Leadership – attirer, former et conserver des leaders solides et les affecter aux secteurs hautement prioritaires;
- Fiabilité de la production – faire preuve de diligence raisonnable dans le maintien de la fiabilité de la production;
- Fiabilité du transport – faire preuve de diligence raisonnable dans le maintien de la fiabilité du transport.

Il y a eu une mise à jour des plans concernant les risques opérationnels dans toutes les unités commerciales pour 2001-2002, de même que dans les unités des Systèmes de renseignements commerciaux et des Ressources humaines. Les résultats des mises à jour ont été présentés au comité de vérification du conseil d'administration, tandis que les rapports d'avancement sur les plans d'action concernant les risques établis ont été soumis à la haute direction dans le cadre des rapports mensuels des unités commerciales.

Sécurité

Le service de Santé et Sécurité d'Énergie NB a pour mandat d'optimaliser les conditions de travail saines et sécuritaires pour tous les employés et les entrepreneurs, et de promouvoir la sécurité en électricité auprès du public. Les vérifications sont une mesure continue des différentes initiatives de sécurité. Santé et Sécurité collabore aux vérifications de la gestion du risque de la Commission de la santé, de la sécurité et de l'indemnisation des accidents au travail qui sont menées dans les unités commerciales. Le Service fait rapport au comité de haute direction de la gestion des risques au sujet de l'avancement des programmes de gestion des risques pour la santé et la sécurité. De même, le comité des ressources humaines et de régie d'entreprise du conseil d'administration s'assure qu'une diligence raisonnable est exercée pour la santé et la sécurité du personnel ainsi que du public. Il reçoit des rapports réguliers sur le système de gestion des activités d'observation en matière de santé et de sécurité, ainsi que sur le programme de sécurité publique.

Environnement

Des programmes de protection de l'environnement sont mis en œuvre dans chaque unité commerciale et les employés sont tenus d'accomplir leurs tâches d'une manière sensible à l'environnement. Les unités commerciales intègrent la politique environnementale de la Société à leurs pratiques et elles bénéficient du soutien de la Division des affaires environnementales de l'entreprise pour :

- intégrer la gestion environnementale aux pratiques commerciales et à la planification de projets;
- obtenir les agréments réglementaires pour les installations et les projets de construction;
- vérifier la conformité avec les agréments réglementaires et faire rapport aux organismes de réglementation;
- consulter les organismes externes et les intervenants au sujet des questions liées à l'environnement
- fournir de l'information environnementale à la clientèle, au personnel, aux autorités réglementaires et au public;
- surveiller la loi et les normes nouvelles et révisées concernant l'environnement et donner son avis à ce sujet.

Le Service des affaires environnementales présente des rapports d'avancement au comité de haute direction de la gestion des risques sur les programmes de gestion des risques liés à l'environnement, dont les enjeux actuels et futurs. Par des discussions et des examens, des vérificateurs externes évaluent chaque année l'intégralité, la valeur et la communication des responsabilités et des éventualités importantes liées à l'environnement dans les états financiers de la Société. Énergie NB publie un rapport de rendement environnemental qui est accessible à *http://www.nbpower.com/fr/enviro/performancereport/index.html*.

Assurance

Énergie NB maintient un service de Gestion des risques et d'Assurance dont les politiques et les limites de protection sont conformes aux pratiques dans l'industrie des entreprises d'électricité en Amérique du Nord. La garantie a rapport aux biens et à la responsabilité ayant trait à la production nucléaire, aux biens traditionnels et à la responsabilité, y compris les automobiles, l'environnement, l'assurance maritime ainsi que la responsabilité des membres du conseil d'administration et des dirigeants. Le service de Gestion des risques et d'Assurance soumet un rapport annuel de ses activités au comité de haute direction de la gestion des risques et au comité de vérification du conseil d'administration.

RAPPORT DE LA DIRECTION

Le 14 mai 2002

Les états financiers d'Énergie NB ont été dressés par la direction qui est responsable de l'intégrité, de l'exactitude et de la justesse de l'information. Les principes comptables qui sont appliqués dans les états financiers sont généralement reconnus au Canada. Les données financières présentées dans le rapport annuel sont conformes aux états financiers.

Des systèmes de contrôle interne et des procédures de soutien sont en vigueur afin de garantir l'autorisation des transactions, la protection des biens ainsi que la mise à jour des dossiers. Voici les contrôles et les procédures :

- Sécurité des systèmes et divers contrôles financiers;
- Normes de qualité dans le recrutement et la formation des employés;
- Code de conduite;
- Structure organisationnelle qui permet une division claire des responsabilités;
- Responsabilisation en matière de rendement;
- Communication des politiques et des principes directeurs au sein de la Société.

Les contrôles internes sont analysés et évalués au moyen de programmes de vérification qui sont soumis à l'examen des vérificateurs externes.

En tout dernier lieu, la responsabilité des états financiers incombe au conseil d'administration. À cet égard, le conseil est aidé par le comité de vérification qui analyse les recommandations des vérificateurs internes et externes afin d'améliorer le contrôle interne et les mesures prises par la direction en vue de mettre en œuvre ces recommandations. Afin de remplir ses obligations et ses responsabilités, le comité de vérification se réunit régulièrement avec la direction ainsi qu'avec les vérificateurs externes et internes afin d'examiner la portée et le calendrier de leurs vérifications respectives, d'analyser leurs conclusions et de s'assurer qu'ils ont bien accompli leur mission. Il analyse les états financiers et les recommande à l'approbation du conseil d'administration.

Les vérificateurs externes de la Société, le cabinet Deloitte & Touche LLP, ont procédé à un examen indépendant des états financiers selon les normes de vérification généralement reconnues au Canada, en appliquant les sondages et les autres méthodes qu'ils jugeaient nécessaires pour exprimer leur opinion dans le cadre de leur rapport. Les vérificateurs externes disposent de toute la latitude nécessaire pour s'adresser au comité de vérification afin de discuter de leur vérification et des conclusions auxquelles ils sont arrivés relativement à l'intégrité des rapports financiers de la Société et à la pertinence des systèmes de contrôle interne.

Le président et
chef de la direction (par intérim),

Stewart MacPherson

La vice-présidente,
Finances et Systèmes informatiques,

Sharon MacFarlane

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Le 14 mai 2002

L'honorable Marilyn Trenholme Counsell, M.D.
Lieutenante-gouverneure du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Madame,

Nous avons vérifié le bilan consolidé de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick au 31 mars 2002 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société au 31 mars 2002 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes généralement reconnus au Canada.

Deloitte & Touche LLP
Comptables agréés

ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS (DU DÉFICIT)

de l'exercice terminé le 31 mars 2002

(en millions)

	2002	2001 Montants retraités (Voir à la note 2.)
Produits		
Ventes d'électricité (note 3)		
À l'intérieur de la province	**919 $**	931 $
À l'extérieur de la province	**359**	332
Autres	**41**	46
	1 319	1 309
Charges		
Achats d'électricité	**102**	100
Combustibles	**387**	401
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	**344**	325
Amortissement et déclassement (note 4)	**200**	205
	1 033	1 031
Bénéfice avant frais de financement	**286**	278
Frais de financement (note 5)	**266**	356
Bénéfice net (perte nette) de l'exercice	**20**	(78)
Bénéfices non répartis (déficit)		
Solde d'ouverture des bénéfices non répartis (montant antérieurement déclaré)		20
Incidence d'une modification de convention comptable (note 2)		(106)
Solde d'ouverture des bénéfices non répartis (montant retraité)	**(164)**	(86)
Déficit à la fin de l'exercice	**(144) $**	(164) $

BILAN CONSOLIDÉ

au 31 mars 2002
(en millions)

	2002	2001 Montants retraités (Voir à la note 2.)
Biens-fonds, installations et matériel (note 6)		
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au prix coûtant	**5 400 $**	5 323 $
Moins : amortissement cumulé	**2 560**	2 417
	2,840	2 906
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme (note 7)	**17**	57
Débiteurs	**169**	174
Matières, fournitures et combustibles	**102**	78
Charges payées d'avance	**5**	4
	293	313
Charges reportées		
Frais reportés du service de la dette, moins les montants amortis	**42**	27
Prestations de retraite reportées (note 8)	**61**	52
	103	79
	3 236 $	3 298 $

Au nom de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick

Le président du conseil,

Dan Skaling

La présidente du comité de vérification,

Barbara S. Bender, CA

BILAN CONSOLIDÉ

au 31 mars 2002
(en millions)

	2002	2001 Montants retraités (Voir à la note 2.)
Dette à long terme (note 10)		
Débentures et autres emprunts	2 530 $	2 950 $
Moins : fonds d'amortissement	359	326
	2 171	2 624
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 11)	–	102
Créditeurs et charges à payer	149	164
Intérêts courus	73	73
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (note 10)	719	245
	941	584
Passif reporté		
Gestion du combustible nucléaire irradié et déclassement des installations (note 12)	234	221
Autres (notes 9 et 13)	34	33
	268	254
Déficit		
Déficit (note 2)	(144)	(164)
	3 236 $	3 298 $

ÉTAT CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

de l'exercice terminé le 31 mars 2002

(en millions)

	2002	2001 Montants retraités (Voir à la note 2.)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités suivantes :		
Exploitation		
Bénéfice net (perte nette) de l'exercice	**20 $**	(78) $
Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit mais n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice (note 14)	**214**	292
	234	214
Variation nette des soldes hors caisse du fonds de roulement	**(35)**	16
	199	230
Financement		
Remboursement de la dette, déduction faite du produit tiré du fonds d'amortissement	**(229)**	(252)
Paiements au fonds d'amortissement et revenus provenant de ce fonds	**(56)**	(56)
Produit tiré des obligations au titre de la dette à long terme	**283**	291
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	**(102)**	(74)
	(104)	(91)
Investissement		
Dépenses liées aux biens-fonds, installations et matériel	**(140)**	(118)
Produit de l'aliénation et contributions des clients	**5**	2
	(135)	(116)
Rentrées (sorties) nettes	**(40)**	23
Encaisse et placements à court terme		
Au début de l'exercice	**57**	34
À la fin de l'exercice	**17 $**	57 $

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (la « Société ») a été constituée en société de la Couronne de la Province du Nouveau-Brunswick en 1920, en vertu de la *Loi sur l'énergie électrique* du Nouveau-Brunswick. La mission de la Société consiste à fournir un approvisionnement continu d'électricité afin de répondre aux besoins actuels de même qu'aux mises en valeur futures de la province. Elle vise également à favoriser l'économie et l'efficience dans la production, la distribution, l'approvisionnement, la vente et l'utilisation de l'électricité.

Les présents états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Les états financiers comprennent les comptes de la Société et ceux de sa filiale détenue en propriété exclusive, N.B. Coal Limited (« N.B. Coal »).

a. Réglementation

La Société est réglementée en vertu d'un système de tarifs. Les augmentations apportées aux moyennes annuelles des tarifs qui sont supérieures à trois pour cent ou à l'indice des prix à la consommation, en retenant le plus élevé des deux, sont assujetties à l'examen réglementaire de la Commission des entreprises de service public de la Province du Nouveau-Brunswick (la « Commission des entreprises de service public »). La Société doit également soumettre une demande à la Commission des entreprises de service public avant d'engager des dépenses supérieures à 75 millions de dollars relativement à l'amélioration, à l'entretien ou au déclassement d'une centrale.

b. Biens-fonds, installations et matériel

Le prix coûtant des ajouts aux biens-fonds, installations et matériel comprend le coût initial des services de sous-traitance, de la main-d'œuvre directe et du matériel, des intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et des frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service.

Les intérêts durant la construction sont capitalisés mensuellement d'après le coût des emprunts à long terme. Lorsque des actifs importants sont mis hors service pour une période prolongée en vue de leur remise à neuf, les intérêts durant la construction sont imputés selon la valeur comptable nette de l'actif en question.

Les contributions aux frais de construction, qui incluent des montants reçus des clients de même que les subventions pour la recherche et le développement à l'égard des nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des actifs connexes. Les montants reçus des clients sont amortis sur la durée d'utilisation prévue des actifs en question.

Le coût des actifs du réseau de distribution mis hors service, déduction faite des montants liés au démantèlement et à la récupération, est imputé à l'amortissement cumulé. Quant à tous les autres biens-fonds, installations et matériel vendus, le coût et l'amortissement cumulé sont éliminés des comptes, et le gain ou la perte résultant de l'aliénation est porté aux résultats.

La Société calcule l'amortissement de tous les actifs à des taux permettant d'amortir leur prix coûtant, déduction faite de la valeur de récupération prévue, sur leur durée d'utilisation prévue. La durée d'utilisation prévue des immobilisations est analysée périodiquement, et toute modification aux actifs est appliquée prospectivement. L'amortissement est interrompu provisoirement lorsque des biens importants sont mis hors service pour une période prolongée en vue de leur remise à neuf. L'amortissement de certaines pièces du matériel minier est calculé d'après une méthode d'amortissement croissant, le montant de l'amortissement étant fondé sur le montant du remboursement de la dette s'y rapportant requis au cours de l'exercice. Tous les autres actifs sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des biens-fonds, installations et matériel qui ont fait l'objet de subventions, ainsi que sur les contributions des clients.

Les principales catégories de biens-fonds, d'installations et de matériel ont été amorties suivant leur durée d'utilisation estimative moyenne comme suit :

Actifs	Années
Centrales hydroélectriques	70
Centrales thermiques	35
Centrale nucléaire	25
Centrales à turbine à combustion	25
Postes et sous-stations	40
Réseau de transport	de 35 à 55
Réseau de distribution	de 10 à 35
Bâtiments	
Généraux	40
Siège social	50
Communications et systèmes informatiques	de 3 à 15
Matériel minier	de 20 à 35
Véhicules	de 4 à 10

c. Encaisse et placements à court terme

L'encaisse et les placements à court terme représentent les soldes auprès de banques et les placements dans des instruments du marché monétaire.

d. Stocks

Les stocks de matériel et de fournitures, ainsi que de combustibles, sauf le combustible nucléaire, sont évalués au coût moyen. Les stocks de combustible nucléaire sont évalués au prix coûtant selon la méthode de l'épuisement successif.

e. Frais reportés du service de la dette

La Société amortit les escomptes et les primes sur débentures, les frais d'émission ainsi que les intérêts reportés ayant trait au refinancement prévu de la dette sur la durée de chacune des émissions concernées.

f. Opérations de change

Les actifs et passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens (CA) aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsqu'ils ont fait l'objet d'une opération de couverture par l'intermédiaire de l'acquisition d'un contrat de change à terme, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains et les pertes de change qui découlent des écarts de conversion sont inscrits dans les résultats.

g. Dette à long terme

La dette à long terme est inscrite au bilan au prix coûtant. La juste valeur estimative de cette dette est présentée dans les notes complémentaires et elle est établie en fonction de la valeur marchande ou des estimations de cette valeur fondées sur des titres d'emprunt assortis de conditions et d'échéances analogues. Il est à noter toutefois que la juste valeur estimative n'inclut pas les coûts engagés pour échanger ou rembourser la dette.

h. Gestion du combustible nucléaire irradié et déclassement des installations

Afin de pourvoir aux coûts estimatifs futurs relativement à l'évacuation permanente du combustible nucléaire irradié et au déclassement de la centrale nucléaire pour que l'emplacement ne soit plus, par conséquent, assujetti à un usage restreint, la Société porte annuellement aux résultats des montants qui, majorés des intérêts, couvriront les coûts de ces activités futures à mesure qu'elles auront lieu. Les coûts estimatifs futurs sont établis d'après des études détaillées qui tiennent compte de diverses hypothèses sur les moyens et l'échéancier à adopter pour le démantèlement de la centrale nucléaire, le coût du transport des matières radioactives vers des installations d'évacuation permanentes et la fluctuation prévue des taux d'intérêt et d'inflation. Quant au combustible nucléaire irradié, la charge annuelle est fonction de la quantité de combustible nucléaire utilisé chaque année, tandis que les coûts du déclassement sont imputés selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie de la centrale.

La Société constitue également une provision, au moyen d'une charge annuelle portée aux résultats, pour tenir compte des coûts estimatifs futurs qui découleront du déclassement de ses centrales thermiques. Le montant de cette charge, majoré des intérêts courus, servira à couvrir les coûts totaux des activités de déclassement à mesure qu'ils seront engagés.

Les charges annuelles portées aux résultats chaque année pour couvrir le coût de ces activités futures sont cumulées dans un compte de passif reporté incluant les intérêts, capitalisés annuellement, sur le total des montants perçus. Les intérêts sont calculés selon le taux d'emprunt à long terme de la Société et ils sont imputés aux résultats chaque année.

Les charges engagées de façon régulière à l'égard de la gestion du combustible nucléaire irradié et du déclassement des installations sont imputées au compte du passif reporté.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement et de gestion du combustible nucléaire irradié, et en raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Société met périodiquement ses calculs à jour et effectue les redressements de façon prospective.

i. Régimes de retraite

Les employés de la Société souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la Province du Nouveau-Brunswick. Ce régime interentreprises offre des pensions établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été les plus élevés. La Société et ses employés versent des cotisations au régime comme le stipulent la *Loi sur la pension de retraite* dans les services publics et ses règlements. N.B. Coal maintient un régime complémentaire de retraite à prestations déterminées contributif pour ses employés.

Les coûts des deux régimes de retraite sont déterminés au moyen d'une évaluation actuarielle fondée sur la méthode prospective au prorata des années de service ainsi que sur les hypothèses que la direction juge les plus probables. Les gains et les pertes actuariels excédant de 10 % l'actif du régime de retraite et les obligations au titre des prestations constituées, selon le plus élevé des deux montants, sont amortis sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés. La juste valeur marchande de l'actif du régime de retraite moins les obligations au titre des prestations constituées, comme il a été déterminé le 1er avril 2000, est amortie sur la durée moyenne du reste de la carrière active des groupes de salariés.

j. Allocations de retraite

La Société a constitué pour les salariés un programme d'allocations de retraite qui prévoit un règlement forfaitaire d'une semaine de paie, jusqu'à concurrence de 26 semaines, pour chaque année complète de service continu. La valeur actuarielle des obligations au titre des allocations de retraite constituées pour services passés est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés.

k. Programmes de retraite anticipée

Le coût total de ces programmes est imputé aux résultats dans l'année où le programme est mis sur pied, sans tenir compte de la date où les versements sont réellement effectués.

l. Produits

Les clients de l'usage domestique et de l'usage général font l'objet d'une facturation mensuelle selon un système de facturation cyclique. La facturation de tous les autres clients a lieu à la fin de chaque mois. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période comptable sont estimés et inscrits aux comptes.

m. Instruments financiers dérivés

La Société a recours régulièrement aux instruments financiers dérivés suivants pour gérer les risques énumérés ci-après :

Instrument financier dérivé	Risque
Contrats de change à terme	Risque de change lié aux achats futurs libellés en dollars US, aux intérêts à payer et aux engagements en capital sur la dette à long terme libellée en dollars US
Contrats de taux d'intérêt	Risque lié à la fluctuation des taux d'intérêt sur le refinancement prévu de la dette
Contrats de swap de prix de l'électricité	Risque lié à la variation du coût de l'électricité sur les ventes d'électricité destinées à l'exportation
Contrats de swap de prix du pétrole et du gaz naturel	Risque lié à la variation du coût du mazout lourd utilisé dans le cadre de l'exploitation de ses centrales et à un contrat d'acquisition reposant sur les prix du gaz naturel

Les gains, les pertes, les produits et les charges liés aux contrats sur dérivés sont constatés dans les résultats de la même façon que l'opération de couverture sous-jacente. La Société utilise les instruments financiers seulement pour gérer les risques sous-jacents.

n. Utilisation d'estimations

Généralités

La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus exige que la direction fasse des estimations et établisse des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés au titre de l'actif et du passif à la date des états financiers ainsi que sur les montants inscrits au titre des produits et des charges au cours de la période considérée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

Coûts de déclassement et de gestion du combustible nucléaire irradié et amortissement de la centrale nucléaire

Comme il est indiqué à la note 1h), la Société porte annuellement aux résultats des montants qui, majorés des intérêts, couvriront adéquatement le total des coûts relatifs à l'évacuation permanente du combustible nucléaire irradié et au déclassement de la centrale nucléaire pour que l'emplacement ne soit plus, par conséquent, assujetti à un usage restreint. En raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Société met périodiquement ses calculs à jour et effectue les redressements requis de façon prospective.

Au cours de l'exercice, la Société a mis à jour ses estimations pour les coûts visant l'évacuation permanente du combustible nucléaire irradié et le déclassement de la centrale nucléaire. La mise à jour a pris en considération l'incidence de l'estimation des changements dans les coûts, les taux d'intérêt et les taux d'inflation.

Les charges annuelles relatives aux coûts d'évacuation du combustible nucléaire irradié et du déclassement sont également touchées par le moment de la désaffectation de la centrale et, de ce fait, par le moment du déclassement. L'examen au présent exercice n'a pris en considération aucun changement dans ces éléments depuis le dernier examen terminé en 1996.

L'examen effectué en 1996 a reflété une durée de vie de la centrale jusqu'en 2014. Cependant, au cours de l'exercice terminé le 31 mars 1999, la désaffectation prévue de la centrale Point Lepreau, aux fins d'amortissement, a été ramenée à 2008.

La Société a déposé des preuves auprès de la Commission des entreprises de service public afin d'obtenir une recommandation visant la remise à neuf de la centrale nucléaire pour proroger sa durée de vie jusqu'en 2032, et elle entend recevoir une réponse à cet égard en 2002. Une fois qu'il aura reçu la recommandation de la Commission, le conseil d'administration de la Société prendra une décision relativement à la remise à neuf de la centrale, ce qui aura une incidence sur les estimations de coûts de gestion du combustible nucléaire irradié, de déclassement et d'amortissement. S'il est décidé de remettre à neuf la centrale nucléaire et de proroger sa durée de vie, les charges annuelles au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié et du déclassement diminueront de 1 million de dollars et les charges annuelles au titre de l'amortissement, de 25 millions de dollars. S'il est décidé de ne pas remettre à neuf la centrale, les charges annuelles au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié et du déclassement augmenteront d'un montant variant entre 11 millions de dollars et 22 millions de dollars par rapport au montant actuel, et les charges annuelles au titre de l'amortissement augmenteront d'un montant variant entre 0 et 33 millions de dollars par rapport au montant actuel.

En raison de l'incertitude liée à la décision d'une remise à neuf qui déterminera la durée de vie estimative de la centrale nucléaire, les états financiers de la Société continuent à refléter les examens de 1996 aux fins du calcul des charges annuelles relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et du déclassement. Par conséquent, lorsque la décision en ce qui a trait à la remise à neuf sera prise en 2002, il est raisonnablement possible que les charges annuelles portées aux résultats pour la gestion du combustible nucléaire irradié et pour le déclassement de la centrale nucléaire et son amortissement soient différentes et puissent varier grandement par rapport aux montants estimatifs fournis dans les présents états financiers.

2. Modification d'une convention comptable

Avec prise d'effet le 1er avril 2001, la Société a adopté la nouvelle version des normes de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) relatives à la conversion des devises. La norme modifiée n'autorise plus le report ni l'amortissement des gains ou des pertes de change réalisés sur la dette à long terme sur la durée du titre d'emprunt s'y rapportant. Le bénéfice et les bénéfices non répartis des exercices précédents ont été retraités pour tenir compte de la norme modifiée. L'adoption de cette norme a fait progresser le bénéfice net de 16 millions de dollars (baisse de 66 millions de dollars du bénéfice net en 2001) et diminuer les bénéfices non répartis au début de l'exercice de 172 millions de dollars (106 millions de dollars en 2001).

3. Ventes

a) Les ventes d'électricité à la Province du Nouveau-Brunswick et à d'autres sociétés d'État sont comptabilisées selon les tarifs commerciaux standards.

b) Les ventes d'électricité à l'extérieur de la province comprennent des ventes de 194 millions de dollars (234 millions de dollars en 2001) à des entreprises d'électricité aux États-Unis.

4. Amortissement et déclassement

	2002	2001
Amortissement	197 $	202 $
Charges liées au déclassement	3	3
	200 $	205 $

5. Frais de financement

	2002	2001
Intérêts débiteurs	285 $	284 $
Moins le produit des fonds d'amortissement et des autres placements	(24)	(25)
Moins les intérêts relatifs aux prestations de retraite	(8)	(16)
	233	243
Frais de garantie du gouvernement provincial	19	19
Amortissement des frais reportés du service de la dette	4	4
Coûts des écarts de conversion non matérialisés	4	82
Coûts des écarts de conversion matérialisés	11	12
	271	360
Moins les intérêts capitalisés	(5)	(4)
	266 $	356 $

Les intérêts versés sur la dette au cours de l'exercice se sont établis à 263 millions de dollars (288 millions de dollars en 2001). Les intérêts reçus sur les placements au cours de l'exercice se sont établis à 22 millions de dollars (23 millions de dollars en 2001).

6. Biens-fonds, installations et matériel

	2002		2001	
	Coût	Amortissement cumulé	Coût	Amortissement cumulé
Centrales électriques	3 667 $	1 787 $	3 672 $	1 688 $
Réseau de transport	272	121	261	117
Postes et sous-stations	408	203	396	193
Réseau de distribution	693	288	673	272
Bâtiments et biens-fonds	58	27	57	25
Communications et systèmes informatiques	62	28	61	22
Matériel minier et actifs correspondants	74	65	74	62
Véhicules	48	31	45	28
Actifs divers	20	12	18	10
Construction en cours	98	–	66	–
	5 400 $	2 580 $	5 323 $	2 417 $

7. Encaisse et placements à court terme

	2002	2001
Encaisse	13 $	53 $
Placements à court terme	4	4
	17 $	57 $

8. Prestations de retraite reportées

Comme en fait mention la note 1i), les employés de la Société souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la Province du Nouveau-Brunswick (le « régime de retraite dans les services publics »). Des évaluations actuarielles sont effectuées régulièrement en vue de déterminer le coût des prestations de retraite et d'établir le montant requis des cotisations. La dernière évaluation actuarielle du régime de retraite dans les services publics a été effectuée le 1er avril 2000.

La méthode d'évaluation actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction ou du promoteur en vue de déterminer la valeur actualisée des obligations au titre des prestations constituées, à partir d'une projection des salaires jusqu'à la date normale de retraite. Les calculs relatifs au régime de retraite ont été effectués en fonction d'un taux d'actualisation de 6,5 % sur l'obligation et d'un taux de rendement de l'actif de 7,5 %. Les augmentations de salaire sont présumées être de 2,5 %.

Les coûts et obligations découlant du régime de retraite dans les services publics et du régime complémentaire de retraite de N.B. Coal attribuables à la quote-part de la Société de ces régimes se résument à ce qui suit au 31 mars 2002 :

	2002	2001
Actif de la caisse de retraite (valeur marchande)	678 $	664 $
Obligations au titre des prestations constituées	676 $	653 $
Excédent du régime de retraite	2 $	11 $
Coût des prestations pour l'exercice	10 $	10 $
Intérêts sur les prestations constituées	43	41
Intérêts sur l'actif de la caisse de retraite	(49)	(53)
Amortissement du solde excédentaire transitoire	(4)	(4)
Amortissement des gains/pertes	2	–
Charge de retraite	2 $	(6) $

Les employés ont versé une cotisation de 9 millions de dollars (9 millions de dollars en 2001) tandis que la Société a versé 11 millions de dollars (8 millions de dollars en 2001) au régime au cours de l'exercice. Les versements de prestations du régime aux retraités ont atteint 29 millions de dollars (25 millions de dollars en 2001). L'excédent de l'ensemble des cotisations versées à ce jour au régime de retraite sur la charge de retraite, qui s'élève à 61 millions de dollars (52 millions de dollars en 2001), a été viré à un compte d'actif sous la rubrique Charges reportées.

9. Obligation au titre des allocations de retraite

La Société a constitué pour les employés le programme d'allocations de retraite décrit à la note 1j). Les calculs actuariels servent à déterminer le montant des obligations de la Société au titre des allocations de retraite. La méthode actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction pour déterminer la valeur actualisée de l'obligation au titre des allocations de retraite constituées d'après une projection des salaires jusqu'à la date normale de retraite. Le taux d'intérêt servant au calcul de ces obligations s'élevait à 6,5 %, et le taux de croissance présumé des salaires était de 2,5 %. Les plus récents calculs actuariels datent du 1er avril 2000.

L'obligation au titre des allocations de retraite s'élevait à 24 millions de dollars au 31 mars 2002 (22 millions de dollars en 2001). La charge de retraite pour l'exercice terminé le 31 mars 2002 s'établissait à 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2001).

Le montant cumulatif passé en charges en excédent des montants versés en vertu du programme d'allocations de retraite a été présenté à titre de passif sous la rubrique Passif reporté. (Se reporter à la note 13.)

10. Dette à long terme

	2002	2001
Débentures garanties par la Province du Nouveau-Brunswick	125 $	125 $
Débentures détenues par la Province du Nouveau-Brunswick	3 114	3 060
Autres emprunts	10	10
	3 249	3 195
Moins : paiements exigibles à moins d'un an	719	245
	2 530 $	2 950 $

Débentures et billets

Échéance	Taux d'intérêt moyen	Canadiens	Américains	2002	2001
Exercices se terminant les :					
31 mars 2002	9,6 %	–	–	–	250
31 mars 2003	8,0 %	500	185	685	689
31 mars 2004	7,5 %	100	–	100	100
31 mars 2005	–	–	–	–	–
31 mars 2006	8,1 %	200	–	200	200
31 mars 2007	6,8 %	70	–	70	–
1 an à 5 ans	7,9 %	870	185	1 055	1 239
6 ans à 10 ans	7,7 %	975	–	975	495
11 ans à 30 ans	8,5 %	350	860	1 209	1 451
Débentures et billets		2 195 $	1 045 $	3 239 $	3 185 $
Emprunts remboursables en versements annuels, comprenant le capital et les intérêts, à des taux variant de 4,5 % à 8,25 % par année jusqu'en 2011				10	10
Total de la dette à long terme				3 249 $	3 195 $

Le solde des débentures libellées en dollars US en circulation au 31 mars 2002 s'élevait à 660 millions de dollars US. (Se reporter à la note 18.)

Le taux d'intérêt nominal moyen pondéré de toutes les débentures et de tous les billets en circulation au 31 mars 2002 est de 8,06 % (8,39 % en 2001).

Remboursement de la dette à long terme

Les versements sur la dette à long terme et les obligations relatives au fonds d'amortissement à l'égard de la dette impayée au 31 mars 2002 sont les suivants pour chacun des exercices compris dans la période de cinq ans se terminant le 31 mars 2007 :

	Versements de la dette et obligations relatives au fonds d'amortissement (en millions de dollars)
Exercice se terminant le 31 mars 2003	719
Exercice se terminant le 31 mars 2004	126
Exercice se terminant le 31 mars 2005	25
Exercice se terminant le 31 mars 2006	225
Exercice se terminant le 31 mars 2007	93

Les taux de change en vigueur au 31 mars 2002 sont utilisés pour la dette libellée en devises étrangères.

Fonds d'amortissement

Le ministre des Finances de la Province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Société, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures, le cas échéant. Les revenus des fonds d'amortissement sont portés aux résultats de la Société. Les débentures de la Société détenues dans le fonds sont annulées à leur échéance ou à la date de leur remboursement. Les placements du fonds d'amortissement sont déduits de la dette à long terme, sauf lorsqu'il n'existe aucun droit de compensation juridiquement exécutoire. Le montant qui n'a fait l'objet d'aucune compensation et qui a été reclassé à titre de placements était négligeable (montant négligeable en 2001). (Se reporter à la note 18.)

Frais de garantie

La Société paie annuellement des frais de garantie à la Province du Nouveau-Brunswick qui correspondent à 0,6489 % du total, comme à la fin de l'exercice précédent, de la dette à long terme garantie par la Province, des débentures détenues par la Province et de la dette à court terme envers la Province, déduction faite du solde détenu dans le fonds d'amortissement.

11. Dette à court terme

La Société emprunte, à des fins temporaires, des fonds de la Province du Nouveau-Brunswick. Les emprunts à court terme contractés auprès de la Province du Nouveau-Brunswick totalisent 0 $ au 31 mars 2002 (102 millions de dollars en 2001).

À l'occasion, la Société peut également contracter des emprunts auprès de banques, lesquels sont remboursables sur demande. La Société dispose de marges de crédit bancaire, garanties par la Province du Nouveau-Brunswick, pour des emprunts à court terme totalisant 89 millions de dollars.

N.B. Coal a des marges de crédit bancaire totalisant 4 millions de dollars qui sont garanties par une cession générale des créances.

12. Gestion du combustible nucléaire irradié et déclassement des installations

	2002	2001
Gestion du combustible nucléaire irradié	117 $	113 $
Déclassement nucléaire	98	92
Déclassement thermique	19	16
	234 $	221 $

Comme il est décrit à la note 1h), le passif de 234 millions de dollars indiqué ci-dessus, rajouté aux charges annuelles futures contre les produits, une fois rajoutés les intérêts s'y rapportant, suffira à couvrir les coûts totaux qu'engendreront ces activités futures au moment de leur réalisation.

L'obligation ne fait l'objet d'aucun financement.

13. Autres passifs reportés

	2002	2001
Programmes de retraite anticipée	27 $	29 $
Programme d'allocations de retraite (Se reporter à la note 9.)	10	8
	37	37
Moins : les montants échéant à moins d'un an	3	4
	34 $	33 $

14. Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit mais n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice

	2002	2001
Amortissement et déclassement	200 $	205 $
Amortissement des frais reportés du service de la dette	4	4
Coûts des écarts de conversion non matérialisés	4	82
Aliénation de combustible nucléaire irradié pendant l'exercice	(1)	(2)
Intérêts liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement des installations	15	14
Charges liées au programme de retraite moins les versements en espèces s'y rapportant	1	3
Réduction de la charge de retraite	(9)	(14)
	214 $	292 $

15. Instruments financiers

Gestion du risque de change

Au 31 mars 2002, la Société détenait des contrats de change à terme en vertu desquels elle s'était engagée à acheter une somme nette totalisant 355 millions de dollars US (124 millions de dollars US en 2001) échéant au cours des seize prochains mois. Le cours du change moyen pondéré garanti par ces contrats s'établit à 1,5640 $ CA.

La juste valeur des contrats de change à terme s'élève, au 31 mars 2002, à 568 millions de dollars (196 millions de dollars en 2001). Si les contrats avaient fait l'objet d'un règlement au 31 mars 2002, le gain aurait été de 12 millions de dollars (8 millions de dollars en 2001).

Gestion du risque lié au prix des combustibles

Au 31 mars 2002, la Société détenait des contrats de swap de prix du mazout lourd d'un montant total de 79 millions de dollars (62 millions de dollars en 2001) échéant au cours des dix-huit prochains mois. La juste valeur marchande de ces swaps s'établit à 89 millions de dollars au 31 mars 2002 (58 millions de dollars en 2001).

Au 31 mars 2002, la Société détenait des contrats de swap de prix du gaz naturel d'un montant total de 15 millions de dollars échéant au cours des douze prochains mois. La juste valeur marchande de ces swaps au 31 mars 2002 est de 19 millions de dollars. Aucune opération de couverture portant sur le gaz naturel n'était en cours au 31 mars 2001.

En vertu des accords conclus, la Société convient d'échanger des paiements mensuels selon un calcul fondé sur l'écart entre un prix fixe pour une quantité de combustible donnée et le prix variable mensuel cumulatif s'appliquant à la même quantité de combustible. L'écart devant faire l'objet d'un versement ou d'un encaissement est pris en compte dans le coût du combustible.

Si les contrats de swap en cours pour lesquels la Société accumule des gains et des pertes avaient fait l'objet d'un règlement au 31 mars 2002, le gain se serait élevé à 10 millions de dollars dans le cas des contrats de swap de prix du mazout lourd (perte de 4 millions de dollars en 2001) et de 4 millions de dollars pour les contrats de swap de prix du gaz naturel.

Gestion du risque lié au prix de l'électricité

Au 31 mars 2002, la Société détenait des contrats de swap de prix de l'électricité d'un montant total de 8 millions de dollars échéant au cours des cinq prochains mois. La juste valeur marchande de ces swaps au 31 mars 2002 est de 9 millions de dollars. Aucun contrat de swap de prix de l'électricité n'était en cours au 31 mars 2001.

Si les contrats avaient fait l'objet d'un règlement au 31 mars 2002, la perte se serait élevée à 1 million de dollars.

Gestion du risque de taux d'intérêt

La Société a conclu des swaps de taux d'intérêt qui seront en vigueur du 1er juillet 2002 au 15 novembre 2002 et prendront fin du 1er octobre 2012 au 17 février 2013. Le montant nominal de référence de ces contrats s'établit à 225 millions de dollars (450 millions de dollars en 2001). La Société versera un taux fixe moyen pondéré de 6,5612 %. Si les swaps de taux d'intérêt en cours avaient été réglés au 31 mars 2002, la perte se serait élevée à 4 millions de dollars (17 millions de dollars en 2001).

Juste valeur de la dette et des fonds d'amortissement

Au 31 mars 2002, la juste valeur estimative de la dette à long terme s'établissait à 3 685 millions de dollars, contre une valeur comptable de 3 249 millions de dollars (3 620 millions de dollars contre 3 195 millions de dollars en 2001). Au 31 mars 2002, la juste valeur estimative de l'ensemble des fonds d'amortissement s'établissait à 381 millions de dollars, contre une valeur comptable de 359 millions de dollars (346 millions de dollars contre 326 millions de dollars en 2001).

Risque de crédit

Le risque de crédit provient de la possibilité qu'une contrepartie manque à ses obligations. La Société effectue des évaluations exhaustives des débiteurs avant d'octroyer du crédit et surveille activement la santé financière de ses débiteurs de façon régulière. La juste valeur estimative du risque de crédit est réputée correspondre à la somme des débiteurs, déduction faite des réserves applicables, et du total des gains bruts non matérialisés sur les instruments dérivés. Déduction faite des réserves applicables, les débiteurs se chiffrent à 169 millions de dollars (174 millions de dollars en 2001). Déduction faite des pertes, les gains bruts non matérialisés sur les instruments de gestion du risque portant sur les taux de change, les taux d'intérêt et les prix de l'électricité et des combustibles s'élèvent à 21 millions de dollars.

16. Engagements

Remise à neuf de la centrale de Coleson Cove

La Société prévoit remettre à neuf la centrale de 1 000 MW de Coleson Cove, notamment la convertir en centrale fonctionnant à l'Orimulsion^MC. Le début des travaux de construction est prévu pour septembre 2002. Le coût estimatif de la remise à neuf s'élève à 747 millions de dollars. Au 31 mars 2002, les dépenses s'élevaient à 7 millions de dollars.

Quai de Belledune

La Société a conclu un contrat de location-exploitation d'une durée de vingt ans pour louer les installations portuaires à Belledune. Le contrat, qui prendra fin en 2013, prévoit une option de renouvellement de vingt ans et des charges annuelles d'environ 4,5 millions de dollars.

Centrale de Courtenay Bay

La Société a conclu un contrat de location des installations du site d'une durée de vingt ans, prenant fin en 2021, assorti d'une option de prorogation de cinq ans. Le locataire a remis en service l'ancienne tranche de 100 MW sous la forme d'une tranche à cycle combiné de 280 MW fonctionnant au gaz naturel, dont l'exploitation commerciale a débuté en septembre 2001.

La Société a également conclu un contrat d'accès au transport et à l'achat d'électricité connexe d'une durée de vingt ans, prenant fin en 2021, assorti d'une option de prorogation de cinq ans, avec le même tiers. La Société achètera toute l'énergie électrique produite par la tranche à cycle combiné de 280 MW fonctionnant au gaz naturel au cours de la période hivernale, du 1er novembre au 31 mars et, à l'occasion, une partie ou la totalité de l'énergie électrique produite au cours de la période estivale.

Contrat de transport du gaz

La Société a conclu un contrat d'une durée de quinze ans, échéant en 2015, portant sur le transport du gaz naturel vers la centrale de Courtenay Bay. Le coût du transport sera recouvré auprès du locataire de la centrale, lequel est mentionné dans le contrat de location.

Approvisionnement en Orimulsion

En 1990, la Société a conclu un contrat d'une durée de vingt ans portant sur l'achat d'Orimulsion^MC pour la centrale de Dalhousie, contrat qui est reconduit d'une année à l'autre, à moins d'une résiliation de la part de l'une des parties.

Matériel informatique

La Société a conclu des contrats de location-exploitation de matériel informatique. Les paiements minimaux futurs exigibles en vertu des contrats de location sont les suivants :

	2002	2001
2003	4 $	1 $
2004	3	1
2005	2	–
	9 $	2 $

17. Éventualité

N.B. Coal a une responsabilité continue envers l'environnement consistant à traiter l'écoulement des eaux acides provenant d'une mine inactive. Les frais permanents de traitement s'élèvent à environ 0,5 million de dollars par année.

18. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

a. Restructuration de la Société

Après la fin de l'exercice, le gouvernement provincial du Nouveau-Brunswick a annoncé que les quatre unités commerciales ainsi que le secteur des services d'entreprise de la Société seront séparés sur le plan de la structure et des finances, et que l'accent sera mis sur le développement commercial des unités commerciales. D'ici le 1er avril 2003, la Société sera restructurée ou dégroupée de manière à former Holding Énergie NB. Les quatre unités commerciales seront exploitées à titre de filiale : Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB, Transport Énergie NB et Distribution et Service à la clientèle Énergie NB. Le holding offrira des services d'entreprises aux filiales.

Les nouvelles filiales seront exploitées sur une base commerciale semblable à celle d'autres sociétés d'énergie. Elles seront responsables des états financiers, des plans d'affaires et de l'évaluation comparative aux fins de réglementation. Les quatre filiales seront tenues de répondre aux exigences suivantes :

- obtenir un taux de rendement positif en matière de capitaux propres;
- verser un dividende en espèces à la province;
- payer les impôts sur le revenu et les impôts sur le capital appropriés;
- emprunter des fonds sans l'aide d'une garantie du gouvernement provincial.

Il est prévu que la législation qui donnera effet à la restructuration sera rédigée au début de 2003. De plus, la Société recherchera des investisseurs et des partenaires pour les projets de remise à neuf des centrales de Coleson Cove et de Point Lepreau.

b. Instruments financiers

Après la fin de l'exercice, la Société a conclu des swaps de devises pour couvrir le risque de change lié à ses débentures émises mais non remboursées de 200 millions de dollars US. Toujours après la fin de l'exercice, certains actifs déterminés, libellés en dollars US, du fonds d'amortissement ont été affectés à la couverture de débentures émises mais non remboursées s'élevant à 200 millions de dollars US.

Également après la fin de l'exercice, un changement législatif a été effectué en ce qui concerne les dispositions relatives aux débentures afin de permettre à la Société, au fur et à mesure que les débentures viennent à échéance, de retirer la valeur des fonds d'amortissement accumulés pour les débentures venant à échéance ou de conserver ces fonds dans le fond d'amortissement afin qu'ils soient retirés à la date d'échéance des autres débentures.

19. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Certains chiffres de l'exercice 2001 ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice 2002.

Bilan de la production

en millions de KWh	2001 2002	2000 2001	1999 2000	1998 1999	1997 1998
Hydroélectrique	**1 910**	2 373	3 018	2 696	2 357
Thermique	**12 206**	12 507	9 763	12 430	10 914
Nucléaire	**4 938**	3 899	4 323	4 970	3 962
Turbines à combustion	**13**	39	19	3	9
Achats	**1 945**	2 092	4 712	2 568	3 148
PRODUCTION BRUTE ET ACHATS	**21 012**	20 910	21 835	22 667	20 390
Auxiliaires	**1 121**	1 086	985	1 092	1 004
PRODUCTION NETTE ET ACHATS	**19 891**	19 824	20 850	21 575	19 386
Pertes – transformation et transport	**498**	603	688	663	627
ÉNERGIE TOTALE DISPONIBLE POUR LA DISTRIBUTION	**19 393**	19 221	20 162	20 912	18 759

Bilan des ventes

en millions de KWh	2001 2002	2000 2001	1999 2000	1998 1999	1997 1998
Ventes en gros	**1 132**	1 171	1 126	1 069	1 091
Usage industriel	**6 007**	6 068	5 924	5 985	6 003
Usage général	**2 119**	2 111	2 093	2 036	2 049
Usage domestique	**4 463**	4 587	4 371	4 387	4 510
Éclairage public	**74**	74	73	72	71
VENTES TOTALES DANS LA PROVINCE	**13 795**	14 011	13 587	13 549	13 724
Interconnexions	**5 264**	4 878	6 255	7 048	4 771
VENTES TOTALES	**19 059**	18 889	19 842	20 597	18 495
Pertes de distribution	**334**	332	320	315	264
DISTRIBUTION ET VENTE TOTALE D'ÉNERGIE	**19 393**	19 221	20 162	20 912	18 759

Bilan des ventes

en millions de dollars	2001 2002	2000 2001	1999 2000	1998 1999	1997 1998
Ventes en gros	**70 $**	73 $	71 $	68 $	69 $
Usage industriel	**293**	298	288	283	280
Usage général	**180**	178	176	170	168
Usage domestique	**359**	364	340	335	336
Éclairage public	**17**	18	13	16	16
VENTES TOTALES DANS LA PROVINCE	**919**	931	888	872	869
Interconnexions	**359**	332	329	303	242
VENTES DE PUISSANCE	**1 278**	1 263	1 217	1 175	1 111
Divers	**41**	46	31	29	29
REVENU TOTAL	**1 319 $**	1 309 $	1 248 $	1 204 $	1 140 $

Bilan de la production provinciale

	2001 2002	2000 2001	1999 2000	1998 1999	1997 1998
en millions de KWh					
Hydroélectrique	**1 910**	2 373	3 019	2 696	2 357
Charbon et coke de pétrole	**3 500**	3 762	3 677	3 065	3 291
Mazout lourd	**2 706**	3 232	1 796	3 114	3 496
Orimulsion™	**1 618**	1 761	1 830	1 509	1 699
Nucléaire	**4 638**	3 567	3 980	4 558	3 640
Turbines à combustion	**4**	12	4	1	4
Achats	**1 344**	1 302	1 249	574	1 116
PRODUCTION BRUTE ET ACHATS	**15 720**	16 009	15 555	15 517	15 603
Auxiliaires	**1 093**	1 065	958	989	988
PRODUCTION NETTE ET ACHATS	**14 627**	14 944	14 597	14 528	14 615
Pertes – transformation et transport	**498**	603	688	663	627
ÉNERGIE TOTALE DISPONIBLE POUR LA DISTRIBUTION	**14 129**	14 341	13 909	13 865	13 988

Demande et capacité de production de pointe

	2001 2002	2000 2001	1999 2000	1998 1999	1997 1998
en MW					
Capacité de production nette du parc	**3 769**	3 920	4 119	4 119	4 119
Achats de puissance garantie	**499**	347	349	349	49
RESSOURCES TOTALES DISPONIBLES	**4 268**	4 267	4 468	4 468	4 168
Demande de pointe provinciale nette	**2 768**	2 893	2 856	2 786	2 792
Exportations garanties	**863**	464	427	531	492
Réserve d'exploitation	**624**	644	629	684	684
TOTAL DE LA DEMANDE GARANTIE	**4 255**	4 001	3 912	4 001	3 968

Statistiques d'exploitation

	2001 2002	2000 2001	1999 2000	1998 1999	1997 1998
au 31 mars					
Lignes de transport (en km)	**6 665**	6 706	6 660	6 660	6 660
Lignes de distribution (en km)	**26 316**	25 753	25 621	25 475	25 475
Nombre de clients résidentiels	**286 464**	283 743	280 513	276 360	274 116
Nombre de clients industriels	**1 854**	1 851	1 847	1 834	1 832
Nombre de clients – usage général	**23 635**	23 535	23 345	23 103	22 985
Nombre de clients – à consommation non mesurée	**2 710**	2 901	3 250	2 116	2 573
Clients directs	**314 663**	312 030	308 955	303 413	301 506
Clients indirects	**41 777**	41 694	41 678	40 673	40 589
TOTAL DES CLIENTS	**356 440**	353 724	350 633	344 086	342 095
Nombre d'employés permanents	**2 489**	2 428	2 445	2 463	2 450
Nombre d'employés temporaires	**131**	77	84	69	55
Nombre d'employés – N.B. Coal Limited	**76**	101	102	103	103

Résumé de l'état des résultats

en millions de dollars	2001 2002	2000 2001	1999 2000	1998 1999	1997 1998
Recettes dans la province	**919 $**	931 $	888 $	872 $	869 $
Recettes hors de la province	**359**	332	329	303	242
Divers	**41**	46	31	29	29
Total des combustibles et des achats d'électricité	**489**	501	395	374	404
Exploitation, entretien et administration	**344**	325	320	283	262
Amortissement et déclassement	**200**	205	190	189	177
Frais de financement	**266**	356	277	383	350
Bénéfice (perte) avant virements et radiation	**20**	(78)	66	(25)	(53)
Virement du compte des canaux de combustible	**–**	–	–	9	22
Bénéfice (perte) avant radiation	**20**	(78)	66	(16)	(31)
Radiation d'une charge reportée	**–**	–	–	450	–
Bénéfice net (perte)	**20 $**	(78) $	66 $	(466) $	(31) $
Ratio de la couverture de l'intérêt[1]	**1,08x**	0,69x	1,23x	0,91x	0,82x

1 Ratio de la couverture de l'intérêt = [bénéfice net avant virements et radiation + (frais d'intérêt + différences de change – bénéfice provenant du fonds d'amortissement et d'autres placements – intérêt sur les fonds de pension)] / (frais d'intérêt + différences de change – bénéfice provenant du fonds d'amortissement et d'autres placements – intérêt sur les fonds de pension)

Données tirées du bilan

au 31 mars – en millions de dollars	2001 2002	2000 2001	1999 2000	1998 1999	1997 1998
ACTIF					
Biens-fonds, installations et équipement	**2 840 $**	2 906 $	2 997 $	3 130 $	3 252 $
Actif à long terme	**–**	–	17	56	70
Actif à court terme	**293**	313	285	275	274
Charges reportées	**103**	79	60	51	490
ACTIF TOTAL	**3 236 $**	3 298 $	3 359 $	3 512 $	4 086 $
PASSIF					
Dette à long terme	**2 171 $**	2 624 $	2 578 $	2 945 $	3 075 $
Passif courant	**941**	584	628	501	483
Passif reporté	**268**	254	239	218	214
Capitaux propres (déficit)	**(144)**	(164)	(86)	(152)	314
TOTAL DU PASSIF ET DES CAPITAUX PROPRES	**3 236 $**	3 298 $	3 359 $	3 512 $	4 086 $
Ratio d'endettement[2]	**105 %**	106 %	103 %	105 %	92 %

2 Ratio d'endettement = (dette) / (dette + capitaux propres), où la dette = (dette à long terme + dette à court terme + gestion du combustible irradié et déclassement de la centrale + enlèvement des canaux de combustible – espèces et investissements à court terme – investissements dans un fonds d'investissement)

Données financières

en millions de dollars	2001 2002	2000 2001	1999 2000	1998 1999	1997 1998
FRAIS DE FINANCEMENT					
Frais d'intérêt	**265 $**	284 $	307 $	321 $	326 $
Revenu tiré du fonds d'amortissement, des fonds de pension et d'autres placements	**(32)**	(41)	(33)	(41)	(35)
Frais de garantie du gouvernement provincial	**19**	19	20	21	21
Amortissement des frais reportés liés à la dette	**4**	4	5	4	4
(Gain) ou perte sur change	**15**	94	(20)	80	35
Intérêts capitalisés	**(5)**	(4)	(2)	(2)	(1)
FRAIS DE FINANCEMENT NETS	**266 $**	356 $	277 $	383 $	350 $
AUTRES STATISTIQUES					
Augmentation tarifaire*	**–**	3,0 %	–	2,9 %	2,9 %
IPC (Nouveau-Brunswick)	**1,7 %**	3,3 %	1,6 %	0,6 %	1,9 %
Augmentations du PIB (Nouveau-Brunswick)	**2,1 %**	3,5 %	4,2 %	4,0 %	0,4 %
Dépenses d'investissement (en millions)	**140 $**	118 $	95 $	68 $	61 $
Modifications de la dette totale (en millions) (nette des fonds d'amortissement, des espèces et des placements)	**(41) $**	(23) $	(234) $	(123) $	(43) $
Répartition en pourcentage de la dette à long terme :					
Dollar canadien	**68 %**	67 %	69 %	70 %	71 %
Dollar américain	**32 %**	33 %	31 %	30 %	29 %
Moyenne pondérée des taux d'intérêt	**8,1 %**	8,4 %	8,9 %	9,1 %	9,1 %
Dollar canadien – au 31 mars	**0,628 $**	0,634 $	0,688 $	0,663 $	0,706 $

* L'augmentation de tarif en 2000-2001 s'appliquait uniquement aux clients résidentiels.

Régie d'entreprise

Le mandat d'Énergie NB consiste à assurer la fourniture continue de l'énergie suffisante pour répondre aux besoins de la province, en permettre le développement futur et promouvoir l'économie et l'efficacité de la production, de la distribution, de la fourniture, de la vente et de l'utilisation de l'énergie.

Le conseil d'administration et la direction d'Énergie NB se sont engagés à suivre des normes élevées de régie d'entreprise et estiment qu'un bon système de régie d'entreprise contribuera à la réalisation du mandat légal.

Les pratiques de régie d'entreprise d'Énergie NB sont conformes aux recommandations de plusieurs organismes, dont la Bourse de Toronto (la directive TSE) et le Conference Board du Canada.

Mandat du conseil

Le conseil d'administration est responsable de la mise en place :

- de systèmes de comptabilité interne et de renseignements de gestion;
- d'un système nécessaire à l'identification et à la gestion des principaux risques financiers;
- d'un processus de planification stratégique;
- d'un plan de relève pour la haute direction;
- d'une politique de communication.

Sous la conduite générale du conseil d'administration, la haute direction est chargée de l'exploitation d'Énergie NB et peut mettre en œuvre des initiatives stratégiques autorisées, dans les limites du cadre budgétaire fixé et des politiques.

Composition et indépendance du conseil

Le conseil d'administration se compose de dix administrateurs, tous indépendants, ainsi que du président et chef de la direction, nommé d'office. Chacun des administrateurs doit dûment signer une déclaration annuelle afférente aux relations de travail, d'affaires et personnelles qui pourraient l'empêcher de faire des choix (ou qui pourraient être perçues comme telles) qui servent les meilleurs intérêts de la Société. À l'occasion, le conseil et ses comités tiennent des séances à huis clos (en l'absence de la haute direction).

Comités du conseil

Le conseil d'administration a établi des comités pour surveiller les principaux risques auxquels s'expose la Société.

Comité de vérification

Le comité de vérification évalue l'intégrité des systèmes de rapports financiers, de contrôle interne et de renseignements de gestion, ainsi que des processus de vérification. Il établit des liaisons directes avec les vérificateurs externes de la Société et les rencontre régulièrement, en l'absence de la haute direction. Ce comité voit également à surveiller l'établissement et la mise en œuvre des plans de gestion des risques financiers et des méthodes de contrôle.

Comité de l'environnement

Le comité de l'environnement révise l'énoncé de la politique environnementale de la Société et guide le conseil sur sa pertinence et de son respect. Il observe la mise en œuvre des programmes de gestion environnementale au sein de la Société. Il revoit également le *Rapport de rendement environnemental*, un compte rendu autonome qui expose les défis et les réalisations sur le plan environnemental. Au moyen de discussions et d'examens, des vérificateurs externes évaluent annuellement l'intégralité, la valeur et la divulgation des responsabilités et des éventualités sur le plan environnemental qui sont présentées dans les états financiers de la Société.

Comité des ressources humaines et de régie d'entreprise

Le comité des ressources humaines et de régie d'entreprise revoit la stratégie, les politiques et les programmes de ressources humaines de la Société. Il voit à élaborer et à surveiller le processus de régie de la Société. Il examine également les questions liées à la planification de la relève, à l'examen du rendement et à la rémunération de la haute direction.

Tous ces comités font un compte rendu de leurs discussions à chacune des séances ordinaires du conseil.

Remplir la fonction de gérance du conseil

Dans le but d'aider ses membres à remplir leur fonction de gérance, le conseil a mis en œuvre des lignes directrices qui délimitent la portée de leurs fonctions et de leurs responsabilités. Il procède également à une évaluation de l'efficacité du conseil en tant qu'ensemble, processus qui est coordonné par le président du comité des ressources humaines et de régie d'entreprise.

À chaque séance ordinaire, la direction aide les administrateurs en leur dressant un compte rendu sur chaque développement influant sur la Société. Les nouveaux administrateurs suivent un programme d'orientation en règle qui les renseigne sur les données courantes relatives à l'exploitation et sur les enjeux auxquels doit faire face la Société. Les séances du conseil se tiennent périodiquement dans différents emplacements, ce qui offre l'occasion aux administrateurs d'observer les activités et de rencontrer le personnel.

Le conseil d'administration fixe annuellement des objectifs commerciaux et les points stratégiques dévolus au président et chef de la direction. Il surveille et examine également le rendement du président et chef de la direction chaque année, en fonction de ces objectifs.

Respect des lignes directrices de régie d'entreprise

Afin d'assurer l'amélioration continue de l'efficacité de sa régie, le conseil d'administration s'est concentré sur les points suivants :

- Il a revu les plans à long terme, les programmes, les objectifs de rendement et les budgets de la direction.
- Par le truchement de son comité de vérification, il a surveillé la mise en œuvre de la politique de gestion des risques, processus qui permettra d'identifier, de surveiller et de gérer les risques financiers. Cela permettra d'optimaliser la valeur commerciale et d'améliorer la prise de décisions.
- Le comité de l'environnement s'est concentré sur l'implantation des systèmes de gestion environnementale, les vérifications de la conformité, le renouvellement des permis d'exploitation, les modifications à la loi sur l'environnement et les problèmes émergents, ainsi que sur les aspects liés à l'environnement des projets d'investissement.
- Le comité des ressources humaines et de régie d'entreprise s'est assuré que la Société exerce une diligence raisonnable en matière de santé et de sécurité du personnel et du public. Il a examiné le rendement des programmes de sécurité des employés et de sécurité publique. Il a revu les plans et les programmes de la direction concernant la planification de la relève aux paliers de la haute direction de la Société. Il a examiné les réponses, chaque année, au questionnaire sur les conflits d'intérêts à l'intention des membres du conseil et de la haute direction. Finalement, le comité des ressources humaines et de régie d'entreprise a examiné et approuvé les buts et les objectifs de l'entreprise et des unités commerciales, qui orienteront l'évaluation du rendement de la haute direction.

Conseil d'administration

Dan Skaling
Président

M. Skaling a une expérience considérable des affaires et de la haute direction. Au cours des vingt dernières années, il a occupé des postes de haut fonctionnaire tant au gouvernement provincial qu'au gouvernement fédéral. Il est président de Venture Communications Inc.

Jean-Marc Violette
Vice-président

M. Violette est un agriculteur et un gestionnaire de lot boisé à Saint-Léonard. Il a été très actif dans le secteur agricole et a siégé au Bureau d'examen de l'endettement agricole et à l'Office de prêts au développement agricole.

Stewart MacPherson
Président et chef de la direction (par intérim)

M. MacPherson a été nommé président et chef de la direction le 1er janvier 2002. Ayant été à l'emploi d'Énergie NB pendant 35 ans, il a occupé des postes de haute direction aux Services à la clientèle, aux Systèmes de renseignements commerciaux et à la Planification d'entreprise. De 1998 à 2001, il a été vice-président – Planification d'entreprise.

Lino J. Celeste

M. Celeste est membre du conseil d'administration d'Aliant Inc. et de la Financière Manuvie. Il est également président de la Saint John Foundation.

Bernard Cyr

M. Cyr, propriétaire de Cyr Holdings (qui dirige l'hôtel Château Moncton), met en valeur des biens immobiliers à usage commercial et exploite plusieurs restaurants. M. Cyr est également propriétaire et franchiseur du groupe Dooly's. Il est membre du conseil d'administration d'Assomption Vie et président du comité de développement de l'Université de Moncton.

Barbara S. Bender, CA

Mme Bender est vice-présidente de Spartan Systems à Saint John et a été directrice administrative de l'Institut des comptables agréés du Nouveau-Brunswick. Elle est membre du comité de placement et du comité de vérification du régime de [illegible] dans les services publics. Mme Bender représente également le public au Collège des médecins et chirurgiens du Nouveau-Brunswick.

Philippe DesRosiers

Ancien vice-président à la Banque Nationale, M. DesRosiers était chargé des services bancaires aux petites, moyennes et grandes entreprises dans la région de l'Atlantique.

Roger Clinch

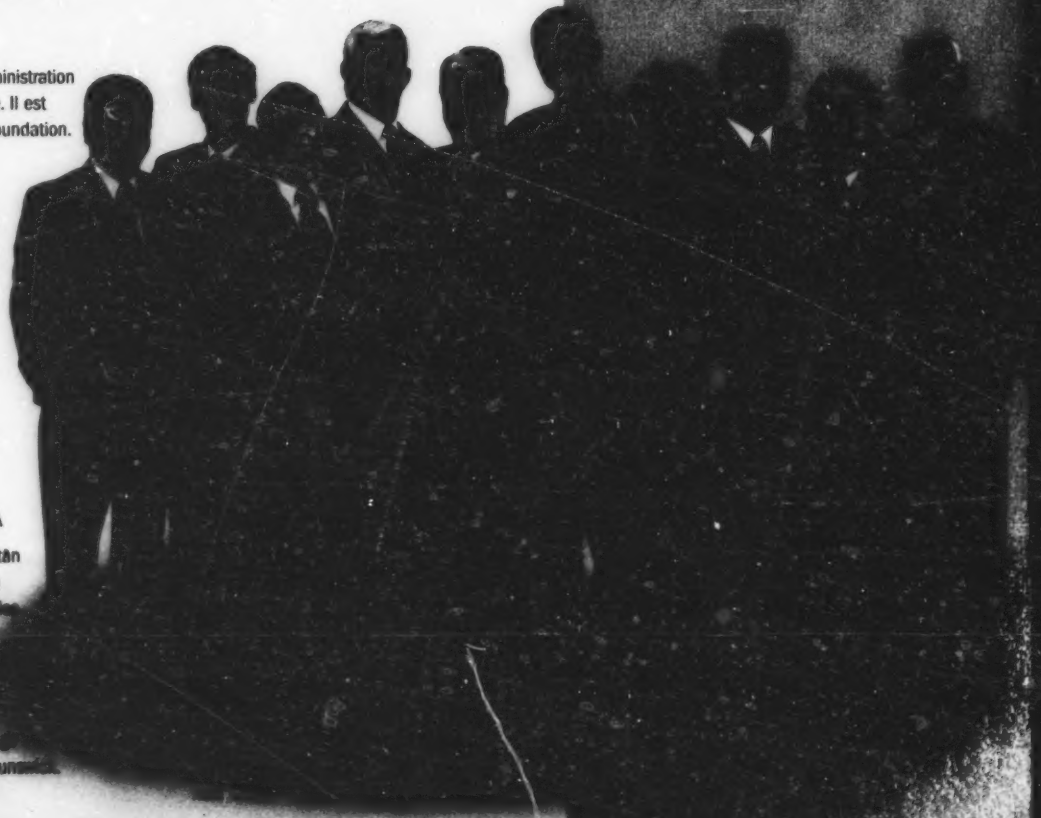
M. Clinch occupe la fonction de cadre supérieur chez Noranda au Nouveau-Brunswick, où il est responsable des services de communication et d'information.

Leon Furlong

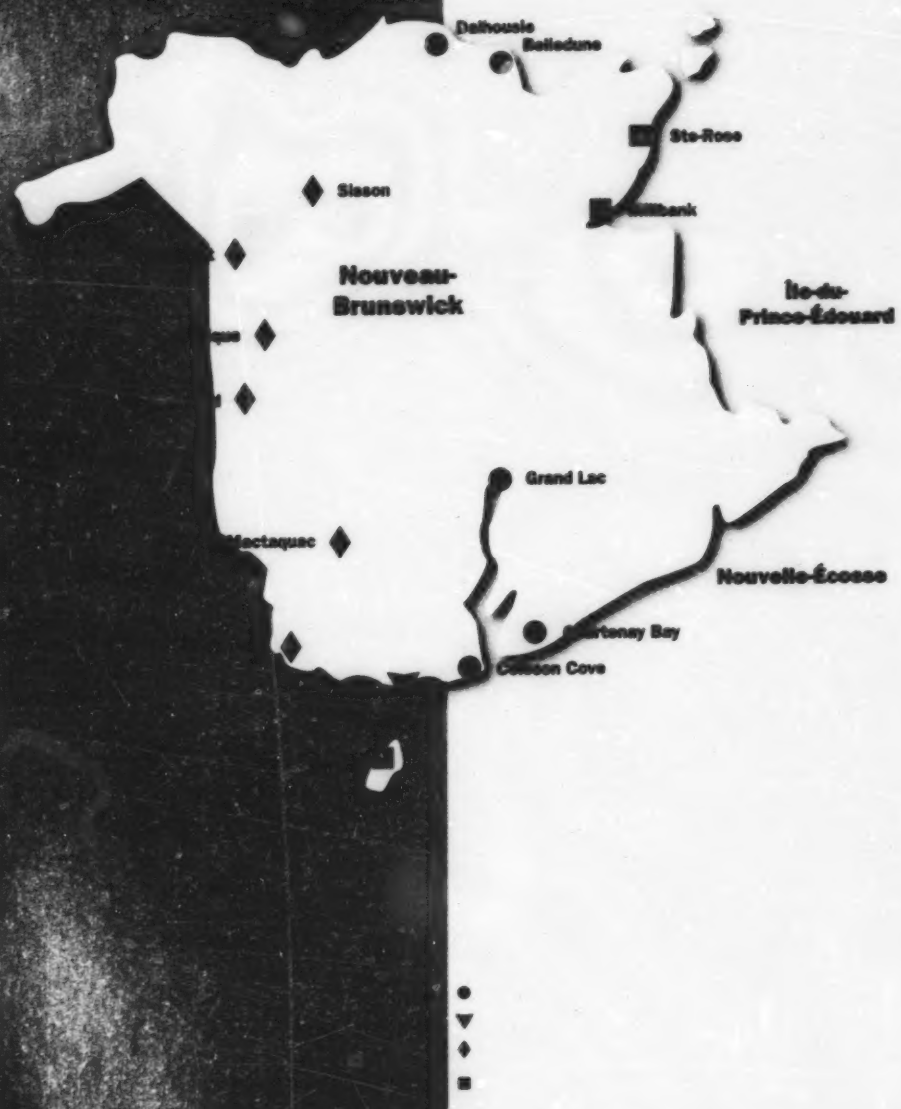
M. Furlong est président et directeur général sortant de Service Croix Bleue de l'Atlantique. Il siège également au conseil d'administration de plusieurs entreprises, dont la Compagnie d'Assurance-Vie Croix Bleue du Canada et Resurgo Inc.

Thomas Soucy

M. Soucy est directeur général du Groupe Westco à Saint-François, au N.-B. Il est membre du Conseil canadien des transformateurs d'œufs et de volailles.



arte du Réseau



Capacité de production

Thermiques	
Grand Lac	57 MW
Courtenay Bay	110 MW
Dalhousie	300 MW
Coleson Cove	998 MW
Belledune	458 MW
TOTAL - THERMIQUES	**1,923 MW**

Nucléaire	
Point Lepreau	635 MW

Hydroélectriques	
Milltown	4 MW
Tobique	20 MW
Sission	9 MW
Grand-Sault	66 MW
Beechwood	113 MW
Mactaquac	672 MW
TOTAL - HYDROÉLECTRIQUES	**884 MW**

Turbines à combustion	
Grand Manan	28 MW
Millbank	199 MW
Ste-Rose	100 MW
TOTAL – TURBINES À COMBUSTION	**327 MW**

Pour obtenir des exemplaires supplémentaires ou en version anglaise, il suffit de s'adresser à :

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick
Affaires publiques
C.P. 2000
Fredericton (Nouveau-Brunswick)
Canada E3B 4X1

Téléphone : (506) 458-4448
Télécopieur : (506) 458-4249

Pour obtenir de plus amples renseignements sur nos projets d'aménagements commerciaux, ou pour télécharger des publications d'Énergie NB comme notre *Rapport de rendement environnemental 2001*, rendez-vous à ***www.energienb.com***.

Ce rapport est imprimé sur du papier recyclé.
Prière de le recycler après son usage.